Deutscher Bundestag **Drucksache 18/10708**

18. Wahlperiode 15.12.2016

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Fünfter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Zugeleitet mit Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 14. Dezember 2016 gemäß § 63 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes i. V. m. § 98 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

Zentrale Botschaften des fünften Monitoring-Berichts **1**

1 Einleitung **2**

2 Ziele der Energiewende und Indikatoren für das Monitoring **4**

2.1 Zielarchitektur zur Energiewende 5

2.2 Indikatoren und Bewertungsschema 6

TEIL I: QUANTITATIVE ZIELE DER ENERGIEWENDE **10**

3 Erneuerbare Energien **11**

3.1 Anteil der erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch 11

3.2 Erneuerbare Energien im Stromsektor 13

3.3 Erneuerbare Energien im Wärmesektor 16

3.4 Erneuerbare Energien im Verkehrssektor 18

3.5 Erneuerbaren-Energien-Gesetz 19

4 Energieverbrauch und Energieeffizienz **24**

4.1 Primärenergieverbrauch und Primärenergieproduktivität 24

4.2 Endenergieverbrauch und Endenergieproduktivität 27

4.3 Stromverbrauch und Stromeffizienz 29

4.4 Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz 31

5 Gebäude **37**

5.1 Gebäuderelevanter Energieverbrauch 37

5.2 Primärenergiebedarf 40

5.3 Sanierung und Investitionen im Gebäudesektor 41

5.4 Energieeffizienzstrategie Gebäude 42

6 Verkehr **44**

6.1 Energieverbrauch im Verkehrssektor 44

6.2 Alternative Kraftstoffe und innovative Antriebstechnologien 48

6.3 Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger 51

6.4 Instrumentenmix im Verkehr 55

7 Treibhausgasemissionen und Umweltwirkungen **59**

7.1 Gesamte Treibhausgasemissionen 60

7.2 Energiebedingte Treibhausgasemissionen 62

7.3 Treibhausgasemissionen und Wirtschaftsleistung 66

7.4 Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 und Klimaschutzplan 2050 67

7.5 Umweltverträglichkeit der Energieversorgung 70

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

TEIL II: ZIELE UND RAHMENBEDINGUNGEN DER ENERGIEWENDE 73

8 Kraftwerke und Versorgungssicherheit 74

8.1 Kraftwerksbestand 74

8.2 Zu- und Rückbau konventioneller Kraftwerke 77

8.3 Ausstieg aus der Kernenergie 79

8.4 Versorgungssicherheit am Strommarkt 80

8.5 Strommarktdesign 82

9 Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen 84

9.1 Bezahlbare Energie für private Haushalte 84

9.2 Bezahlbare Energie für die Industrie 87

9.3 Bezahlbare Energie für eine wettbewerbsfähige Wirtschaft 91

10 Netzinfrastruktur 95

10.1 Ausbau der Übertragungsnetze 95

10.2 Ausbau der Stromverteilernetze 98

10.3 Netzinvestitionen und Netzentgelte 99

10.4 Stabilität und Qualität der Stromnetze 100

11 Integrierte Entwicklung des Energiesystems 103

11.1 Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr 103

11.2 Digitalisierung der Energiewende 107

12 Energiewende im europäischen und internationalen Kontext 113

12.1 Europäische Energiepolitik 113

12.2 Europäischer Emissionshandel 118

12.3 Klimaschutz in den Sektoren außerhalb des ETS 120

12.4 Internationale Energiepolitik 121

13 Energieforschung und Innovationen 126

13.1 Forschung und Entwicklung 126

13.2 Innovative Energietechnologien 131

14 Investitionen, Wachstum und Beschäftigung 135

14.1 Investitionen 135

14.2 Wachstum 137

14.3 Beschäftigung 138

15 Maßnahmenübersicht 140

16 Quellen- und Literaturverzeichnis 162

Abkürzungsverzeichnis 168

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Zentrale Botschaften des fünften Monitoring-Berichts

- Die erneuerbaren Energien sind die wichtigste Stromquelle in Deutschland. Mit einem Anteil von 31,6 Prozent am Bruttostromverbrauch stammte 2015 fast jede dritte Kilowattstunde Strom aus erneuerbaren Energien.

- Der Primärenergieverbrauch ist nach dem Niedrigststand des Vorjahres leicht um 0,9 Prozent gestiegen und lag bei 13.293 Petajoule. Zu dieser Entwicklung trugen das Wachstum der Wirtschaft und die kühlere Witterung bei. Die zentralen Maßnahmen des 2014 beschlossenen Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz sind inzwischen umgesetzt bzw. wurden eingeleitet und beginnen zu wirken.

- Der Endenergieverbrauch im Verkehr entwickelte sich mit einem Anstieg von 1,3 Prozent gegenüber 2005 weiterhin gegenläufig zu den Zielen des Energiekonzepts. Ziel ist, den Endenergieverbrauch um 10 Prozent bis 2020 gegenüber 2005 zu senken. Weitere Anstrengungen sind erforderlich.

- Die Treibhausgasemissionen sind 2015 leicht angestiegen und gegenüber 1990 insgesamt um geschätzt 27,2 Prozent gesunken. Ziel ist, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Vor diesem Hintergrund ist es von besonderer Bedeutung, das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 konsequent umzusetzen.

- Der Klimaschutzplan 2050 enthält Grundlinien und gibt inhaltliche Orientierung für den Prozess zur Umsetzung der globalen Ziele des Übereinkommens von Paris. Er enthält erstmals Zielkorridore für Emissionsminderungen der einzelnen Sektoren bis 2030, die noch einer umfassenden Folgenabschätzung unterzogen werden und anschließend mit den Sozialpartnern diskutiert und gegebenenfalls im Jahr 2018 angepasst werden können.

- Deutschlands Stromversorgung ist sicher. Die Energienachfrage in Deutschland ist jederzeit gedeckt, sodass ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Auch im internationalen Vergleich gehört Deutschland mit einer konstant sehr hohen Versorgungsqualität zur Spitzengruppe.

- 2015 sanken die Strompreise für Haushaltskunden leicht um durchschnittlich 1,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Im Jahr 2016 ist ein leichter Anstieg der Strompreise zu verzeichnen. Für Industriekunden, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, gingen die Strompreise 2015 um 2,1 Prozent zurück.

- Die Energiekosten durch den Verbrauch importierter fossiler Primärenergieträger sind 2015 gegenüber dem Vorjahr von rund 77 Milliarden auf rund 55 Milliarden Euro gefallen. Wichtigste Ursache sind die erneut deutlich gesunkenen Preise auf den globalen Rohstoffmärkten.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

1 Einleitung

Der Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ überprüft den Fortschritt bei der Zielerreichung und den Stand der Umsetzung der Maßnahmen zur Energiewende mit Blick auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Drei Aufgaben stehen im Mittelpunkt:

Überblick: Der Monitoring-Prozess gibt einen faktenbasierten Überblick über den Fortschritt bei der Umsetzung der Energiewende. Dazu wird die Vielzahl der verfügbaren energiestatistischen Informationen auf ausgewählte Kenngrößen (Indikatoren) verdichtet und aufbereitet.

Evaluation: Im Rahmen der jährlichen Monitoring-Berichte wird anhand des Status quo bewertet, inwieweit die Ziele aus dem Energiekonzept der Bundesregierung erreicht werden und wie die Maßnahmen wirken. Bei absehbaren Zielverfehlungen schlagen zusammenfassende Fortschrittsberichte in einem Rhythmus von drei Jahren aufgrund der dann mehrjährigen Datenbasis Maßnahmen vor, um Hemmnisse zu beseitigen und die Ziele zu erreichen.

Ausblick: Der Monitoring-Prozess richtet sein Augenmerk auch auf die absehbare weitere Entwicklung wichtiger Kenngrößen. Dazu machen die Fortschrittsberichte verlässliche Trends erkennbar.

Der vorliegende fünfte Monitoring-Bericht dokumentiert den Stand der Energiewende für das Jahr 2015. Als Kernstück des Monitoring-Prozesses liefert der jährliche Monitoring-Bericht neue Fakten zur Energiewende. Der Aufbau und die Themen des aktuellen Berichts orientieren sich an der von der Bundesregierung im Dezember 2014 beschlossenen Zielarchitektur zur Energiewende.

Teil I fasst den aktuellen Stand bei der Umsetzung der quantitativen Ziele der Energiewende in folgenden Themenfeldern zusammen:

- Fortschritt beim Ausbau der erneuerbaren Energien (Kapitel 3)
- Entwicklung von Energieverbrauch und Energieeffizienz (Kapitel 4) mit dem Fokus auf die drei Handlungsfelder Strom, Wärme und Verkehr
- Energiepolitische Ziele und Maßnahmen im Gebäudesektor (Kapital 5) und im Verkehrsbereich (Kapitel 6)
- Entwicklung der Treibhausgasemissionen (Kapitel 7)

Teil II widmet sich weiteren Zielen und Rahmenbedingungen der Energiewende:

- Entwicklung des Kraftwerksbestands im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, den Kernenergieausstieg sowie die Energiewendetauglichkeit (Strommarkt 2.0) (Kapitel 8)
- Bezahlbarkeit von Energie für private Haushalte und Unternehmen (Kapitel 9)
- Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze für Strom (Kapitel 10)
- Integrierte Entwicklung des Energiesystems (Kapitel 11)
- Energiewende im europäischen und internationalen Kontext (Kapitel 12)
- Energieforschung und Innovationen (Kapitel 13)
- Zusammenhang der Energiewende mit Investitionen, Wachstum und Beschäftigung (Kapitel 14)

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

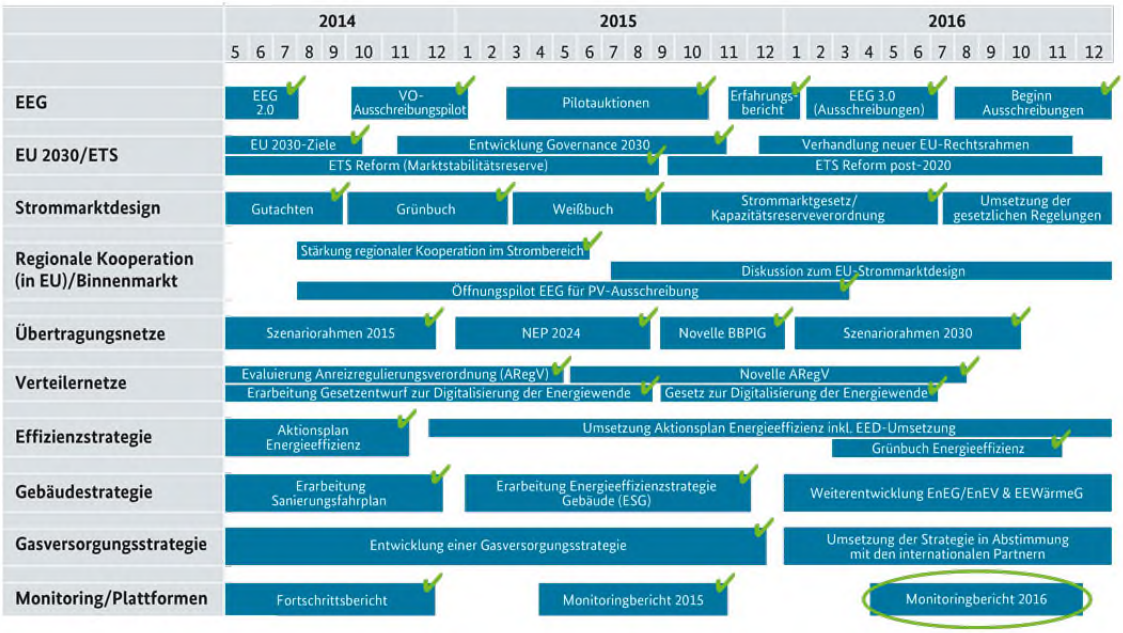
Eine Kommission aus unabhängigen Energie-Experten begleitet den Monitoring-Prozess. Auf wissenschaftlicher Grundlage nimmt die Expertenkommission zu den Monitoring- und Fortschrittsberichten der Bundesregierung Stellung. Vorsitzender der Expertenkommission ist Prof. Dr. Andreas Löschel (Universität Münster). Weitere Mitglieder sind Prof. Dr. Georg Erdmann (Technische Universität Berlin), Prof. Dr. Frithjof Staiß (Zentrum für Solar- und Wasserstoffforschung) und Dr. Hans-Joachim Ziesing (AG Energiebilanzen e.V.). Die Stellungnahmen der Expertenkommission werden zusammen mit den Monitoring- und Fortschrittsberichten auf der Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie veröffentlicht.

Der Monitoring-Prozess trägt durch die Steigerung der Transparenz zur Akzeptanz der Energiewende bei. Mit einer kontinuierlichen Berichterstattung veröffentlicht die Bundesregierung zentrale Daten zur Energiewende. Der Dialog mit der Expertenkommission und den hochrangigen Energiewende-Plattformen zu Strommarkt, Energieeffizienz, Gebäuden, Energienetzen sowie Forschung und Innovation fördert den Austausch mit Vertretern aus Ländern, Wirtschaft, Gesellschaft und Wissenschaft. Auf diese Weise können gemeinsam Lösungen und Strategien für die zentralen Handlungsfelder der Energiewende erarbeitet werden.

Der Monitoring-Prozess bezieht auch die "10-Punkte-Energie-Agenda" des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ein. Die Agenda zeigt die zentralen Vorhaben der Bundesregierung zur Energiewende in der 18. Legislaturperiode auf und verzahnt die einzelnen Handlungsfelder der Energiewende zeitlich und inhaltlich. Die Monitoring- und Fortschrittsberichte evaluieren kontinuierlich die beschlossenen Maßnahmen und deren Wirkungen.

Die Bundesregierung berichtet darüber hinaus seit 2015 in jährlichen Klimaschutzberichten zu den aktuellen Trends der Treibhausgasemissionen. Der Bericht gibt Auskunft zum Stand der Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020, den aktuellen Trends und zu den Minderungswirkungen.

Abbildung 1.1: Monitoring als Bestandteil der „10-Punkte-Energie-Agenda“ des BMWi



Quelle: Eigene Darstellung Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 12/2016.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

2 Ziele der Energiewende und Indikatoren für das Monitoring

Mit der Energiewende geht Deutschland den Weg in eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Zukunft der Energieversorgung. Kompass für die Energiewende – und damit Grundlage des Monitorings – sind das Energiekonzept der Bundesregierung, ergänzende Beschlüsse des Bundestages und europäische Vorgaben. Das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit bleibt dabei die Richtschnur der Energiepolitik.

Teil I des Monitoring-Berichts untersucht die quantitativen Ziele der Energiewende. Wie Tabelle 2.1 zeigt, reichen diese bis zum Jahr 2050, zum Teil mit Zwischenschritten für die Jahre 2020, 2030 und 2040.

Tabelle 2.1: Quantitative Ziele der Energiewende und Status Quo (2015)

	2015	2020	2030	2040	2050
TREIBHAUSGASEMISSIONEN					
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)	-27,2 %*	mind. -40 %	mind. -55 %	mind. -70 %	-80 bis -95 %
ERNEUERBARE ENERGIEN					
Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	14,9 %	18 %	30%	45%	60%
Anteil am Bruttostrom-verbrauch	31,6 %	mind. 35 %	mind. 50 % EEG 2025: 40 bis 45%	mind. 65 % EEG 2035: 55 bis 60 %	mind. 80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	13,2 %	14 %			
Anteil im Verkehrsbereich	5,2 %	10 %**			
EFFIZIENZ UND VERBRAUCH					
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-7,6 %	-20 % → -50 %			
Endenergieproduktivität (2008-2050)	1,3 % pro Jahr (08-15)	2,1% pro Jahr (2008-2050)			
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-4,0 %	-10 % → -25 %			
Primärenergiebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-15,9 %	→ -80 %			
Wärmebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-11,1 %	-20 %			
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)	1,3 %	-10 % → -40 %			

Quelle: Eigene Darstellung Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 10/2016. * Vorläufiger Wert für 2015. **EU-Ziel.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Teil II des Monitoring-Berichts behandelt weitere Ziele und Rahmenbedingungen der Energiewende. Teilweise sind für diese Themen keine quantitativen Ziele beschlossen, sodass hier auch qualitative Zielsetzungen im Vordergrund stehen (Tabelle 2.2).

Tabelle 2.2: Ziele und Rahmenbedingungen der Energiewende

VERSORGUNGSSICHERHEIT	Die Energienachfrage in Deutschland jederzeit decken.
KERNENERGIEAUSSTIEG	Die letzten Kernkraftwerke mit dem Ablauf des Jahres 2022 abschalten.
BEZAHLBARKEIT WETTBEWERBSFÄHIGKEIT	Bezahlbarkeit von Energie erhalten und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sichern.
NETZAUSBAU	Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren.
SEKTORKOPPLUNG DIGITALISIERUNG	Die Potenziale einer effizienten Sektorkopplung und der Digitalisierung für das Gelingen der Energiewende nutzen.
EUROPA INTERNATIONAL	Einen verlässlichen europäischen und internationalen Rahmen für mehr Klimaschutz, Erneuerbare und Energieeffizienz schaffen.
FORSCHUNG INNOVATION	Zukunftsweisende Innovationen für den Umbau der Energieversorgung vorantreiben.
INVESTITIONEN, WACHSTUM BESCHÄFTIGUNG	Arbeitsplätze in Deutschland erhalten und ausbauen und Grundlagen für nachhaltigen Wohlstand und Lebensqualität schaffen.

Quelle: Eigene Darstellung Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 09/2016.

2.1 Zielarchitektur zur Energiewende

Die Zielarchitektur strukturiert die Einzelziele der Energiewende. Mit dem ersten Fortschrittsbericht zur Energiewende wurde eine Zielarchitektur zur Energiewende vom Kabinett beschlossen (siehe Abbildung 2.1). Diese Zielarchitektur strukturiert und priorisiert die bestehenden Einzelziele des Energiekonzepts, wobei verschiedene Zielebenen unterschieden werden:

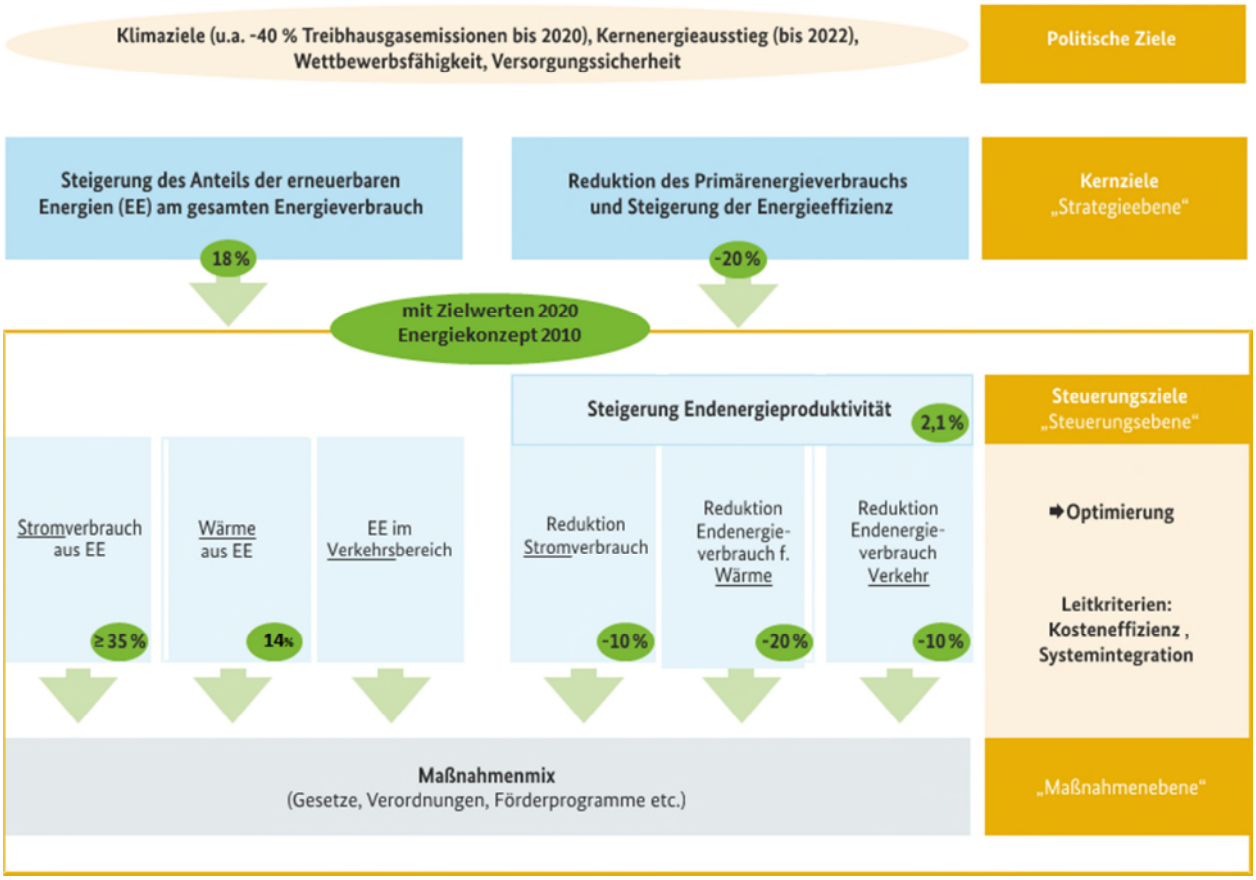
Die **politischen Ziele** bilden den Rahmen für den Umbau der Energieversorgung. Sie umfassen:

- die Klimaziele, einschließlich einer Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent bis zum Jahr 2020,
- den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2022 sowie
- die Sicherstellung von Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit.

Die **Kernziele** beschreiben die zentralen Strategien des Energiekonzepts, mit denen die Energiewende vorangebracht werden soll. Dies sind der Ausbau erneuerbarer Energien und die Senkung des Primärenergieverbrauchs bzw. die Steigerung der Energieeffizienz. Beide Kernziele werden durch **Steuerungsziele** für die drei Handlungsfelder Strom, Wärme und Verkehr konkretisiert. Die Steuerungsziele und die **zugehörigen Maßnahmen** werden so aufeinander abgestimmt, dass die übergeordneten Ziele durch eine integrierte Betrachtung möglichst zuverlässig und kostengünstig erreicht werden können.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 2.1: Strukturierung der Ziele des Energiekonzepts



Quelle: Eigene Darstellung Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 10/2016.

2.2 Indikatoren und Bewertungsschema

Das Monitoring der Energiewende stützt sich auf öffentlich zugängliche und überprüfbare Daten. Es erfolgt anhand ausgewählter Kenngrößen (Indikatoren), die den Fortschritt bei der Umsetzung der Energiewende im Zeitverlauf erkennbar machen. Sie stützen sich, wo immer möglich, auf amtliche und öffentlich zugängliche Daten. Nationale Rechtsgrundlage für die amtliche Energiestatistik ist das Energiestatistikgesetz (EnStatG). Um das Gesetz an die aktuellen Gegebenheiten anzupassen, hat das Bundeskabinett im September 2016 einen Gesetzentwurf zur Novellierung des EnStatG beschlossen. Die verwendeten Indikatoren werden in Abbildung 2.2 mit Zuordnung zu den unterschiedlichen Themenfeldern aufgelistet.

Zur Bewertung des Fortschritts im Hinblick auf die quantitativen Ziele der Energiewende wird ein Punktesystem herangezogen. Dabei wird zunächst die Entwicklung der Indikatoren seit 2008 linear fortgeschrieben. Anhand der prozentualen Abweichungen der fortgeschriebenen Werte von den Zielwerten im Jahr 2020 werden für diesen Bericht wie folgt Punkte festgelegt: 5 Punkte, wenn der Zielwert gemäß Fortschreibung erreicht ist oder die Abweichung weniger als 10 Prozent beträgt. 4 Punkte, wenn die Abweichung zwischen 10 und 20 Prozent liegt. 3 Punkte, wenn die Abweichung zwischen 20 und 40 Prozent liegt. 2 Punkte, wenn die berechnete Abweichung zwischen 40 und 60 Prozent liegt, und 1 Punkt, wenn die Abweichung zum Ziel mehr als 60 Prozent beträgt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Das hier angewandte Bewertungsschema kann komplexe, modellgestützte Prognosen nicht ersetzen. Ein solches System bietet aber den Vorteil einer vergleichsweise einfachen und nachvollziehbaren Einordnung des aktuellen Standes wichtiger Kenngrößen der Energiewende auf einen Blick.

Bei der Bewertung der Zielerreichung finden zukünftige Wirkungen von Maßnahmen, die sich derzeit in der Umsetzung befinden, noch keine Berücksichtigung. Sie können ihre Wirkung noch entfalten bzw. die tatsächliche Entwicklung kann in Abhängigkeit von politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abweichen. Damit ist eine solche Bewertung der Zielerreichung immer mit Unsicherheiten behaftet.

Die im Bericht angegebenen Werte geben grundsätzlich den Datenstand wieder, der am 14. November 2016 vorlag, die Zahlen zur Stromerzeugung entsprechen dem Stand vom August 2016. Die Daten zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ sind auf den Internetseiten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und der Bundesnetzagentur öffentlich zugänglich. Berichtsjahr ist das Jahr 2015. Die Bundesregierung kommt mit dem vorliegenden Bericht gleichzeitig ihren Berichtspflichten nach § 63 Absatz 1 Satz 1 EnWG und § 98 Absatz 1 EEG sowie zum Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und zur Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) nach.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Verison ersetzt.

Abbildung 2.2: Indikatoren*

Erneuerbare Energien	•Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch •Anteil der EE am Bruttostromverbrauch •Erneuerbare Stromerzeugung nach Technologien •Bruttostromerzeugung nach Energieträgern •Anteil der EE am Wärme- und Kälteverbrauch •Anteil der EE im Verkehrssektor •EEG-Umlage •Summe EEG-Umlage und Börsenstrompreis
Effizienz und Verbrauch	•Primärenergieverbrauch •Primär- und Endenergieproduktivität •Bruttostromverbrauch
Gebäude	•Anteil des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs am gesamten Energieverbrauch •Gebäuderelevanter Endenergieverbrauch / Endenergieverbrauch Wärme •Spezifischer Endenergieverbrauch Raumwärme •Primärenergiebedarf der Gebäude
Verkehr	•Endenergieverbrauch im Verkehr •Spezifischer Endenergieverbrauch Verkehr •Bestand an mehrspurigen Kraftfahrzeugen mit Antriebsart Elektro •Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit Antriebsart Brennstoffzellen und Erdgas •Verlagerung auf die Schiene •Verlagerung auf den ÖPNV
Treibhausgasemissionen	•Treibhausgasemissionen •Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen •Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren •Vermiedene Treibhausgasemissionen durch erneuerbare Energien •Spezifische Treibhausgasemissionen bezogen auf Bevölkerung und BIP

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Kraftwerke und Versorgungssicherheit	•Installierte Leistung Stromerzeugungsanlagen •Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf Bundesländer •Fahrplan Kernenergieausstieg •Kraft-Wärme-Kopplung •In Bau befindliche konventioneller Kraftwerke •Zu- und Rückbau konventioneller Erzeugungskapazitäten
Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbe-dingungen	•Energieausgaben privater Haushalte •Strompreise privater Haushalte •Energiekosten der Industrie •Börsenstrompreise •Gesamtwirtschaftliche Ausgaben für den Primärenergieverbrauch
Netzinfrastruktur	•EnLAG und Bundesbedarfsplan-Projekte •Netz-Investitionen •Netzentgelte •Kosten für Systemdienstleistungen •SAIDI-Strom
Sektorkopplung und Digitalisierung	•Wärmepumpen •Elektromobilität •Fernsteuerbarkeit von EE Anlagen •Smart Meter in privaten Haushalten •Smart Meter in der Industrie •Digitalisierung der Energiewende
Energiewende im europäischen und internationalen Kontext	•EU 20-20-20-Ziele •Handelsseitige Stromflüsse •Physikalische Stromflüsse •Emissionshandel EU ETS •Lastenteilung im Nicht-Emissionshandelsbereich •Globale Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz •Globale installierte Leistung erneuerbare Energien
Energieforschung und Innovation	•F&E Ausgaben der Industrie •Forschungsausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm •Projektförderungen aus EU-Mitteln •Patente •Marktverbreitung innovativer Technologien im Energieverbrauch
Investitionen, Wachstum und Beschäftigung	•Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz •Investitionen in Netze und Elektrizitätsversorgung •Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien eingesparte Primärenergieträger •Beschäftigte im Bereich erneuerbarer Energien •Beschäftigte in der Energiewirtschaft

Quelle: Eigene Darstellung Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 10/2016.

*Neu gegenüber dem vierten Monitoring-Bericht sind im Teil II die Indikatorenfelder zu den neu aufgenommenen Kapiteln 11 „Integrierte Entwicklung des Energiesystems“(Sektorkopplung und Digitalisierung) und 12 „Energiewende im europäischen und internationalen Kontext“.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Verison ersetzt.

TEIL I: QUANTITATIVE ZIELE DER ENERGIEWENDE

Die quantitativen Ziele der Energiewende beziehen sich auf fünf Themenfelder

- Erneuerbare Energien
- Energieverbrauch und Energieeffizienz
- Gebäude
- Verkehr
- Treibhausgasemissionen

3 Erneuerbare Energien

Wo stehen wir?

- Mit einem Erneuerbaren-Anteil von 31,6 Prozent am Bruttostromverbrauch stammte 2015 fast jede dritte Kilowattstunde Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Rekordzuwächse bei der Windenergie treiben die Stromwende voran.
- Im Wärmebereich ist mit einem Erneuerbaren-Anteil von 13,2 Prozent im Jahr 2015 das 2020-Ziel bald erreicht.
- Im Verkehrssektor ist der Erneuerbaren-Anteil auf 5,2 Prozent zurückgegangen.

Was ist neu?

- Der Ausbau der Erneuerbaren kommt im Strom- und Wärmebereich gut voran. Die Energieversorgung wird zukunftsfähig gemacht und dabei die Kosteneffizienz gewahrt.
- So bringt das EEG 2017 den Übergang zu wettbewerblichen Ausschreibungen. Es soll für die Einhaltung des Ausbaukorridors sowie für Kosteneffizienz beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sorgen. Dadurch macht es die erneuerbaren Energien fit für den Strommarkt.

	2015	2020	2030	2040	2050
ERNEUERBARE ENERGIEN					
Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	14,9 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostrom-verbrauch	31,6 %	mind. 35 %	mind. 50 % EEG 2025: 40 bis 45 %	mind. 65 % EEG 2035: 55 bis 60 %	mind. 80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	13,2 %	14 %			
Anteil im Verkehrsbereich	5,2 %	10 %*			

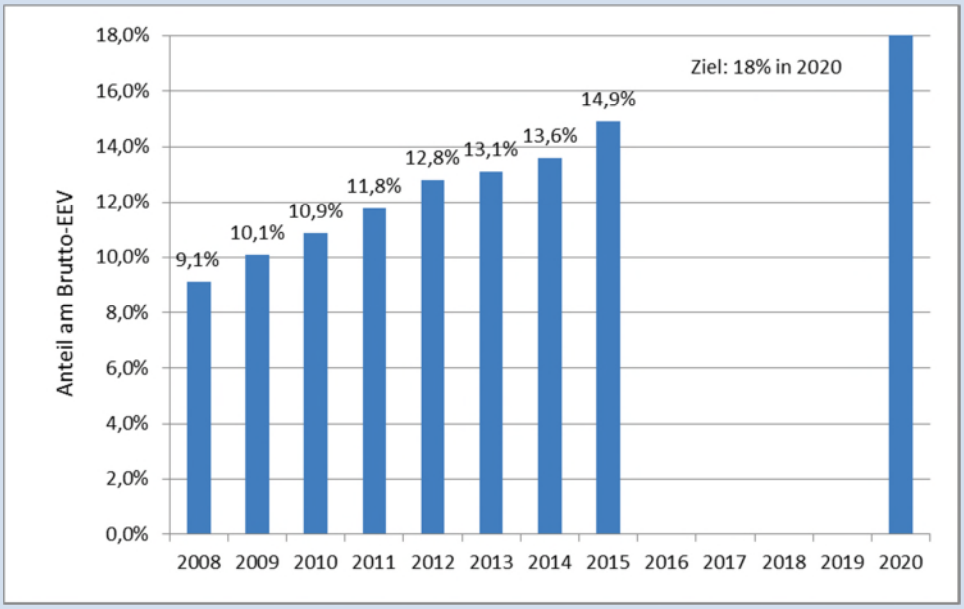
* Ziel gemäß EU-Richtlinie 2009/28/EG

3.1 Anteil der erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch

Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch steigt kontinuierlich an. Der Bruttoendenergieverbrauch umfasst die Endenergie beim Letztverbraucher vor Abzug von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten in den drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (Kraftstoffe). Strom deckt dabei rund ein Viertel des gesamten Energiebedarfes, Prozess- und Raumwärme rund die Hälfte und Kraftstoffe rund ein Viertel. Im Jahr 2015 betrug die aus erneuerbaren Energien bereitgestellte Bruttoendenergie 377,5 TWh und lag damit bei 14,9 Prozent des gesamten Bruttoendenergieverbrauchs. Das sind 1,3 Prozentpunkte mehr als im Vorjahr (siehe Abbildung 3.1).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 3.1: Zielsteckbrief: Erneuerbare Energien und Bruttoendenergieverbrauch

Ziel 2020	**Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 18 Prozent**
Status 2015	14,9 Prozent
	 Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik 08/2016.
Trend	●●●●●
Maßnahmen	Erneuerbare-Energie-Gesetz, Marktanreizprogramm, EEWärmeG, Treibhausgasquote u.a.

Seit 2008 ist der Erneuerbaren-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch insgesamt um knapp 6 Prozentpunkte angestiegen. Seit 2000 hat sich der Anteil Erneuerbarer über alle drei Sektoren hinweg insgesamt sogar verdreifacht. Diese dynamische Entwicklung wurde im Wesentlichen vom starken Anstieg der erneuerbaren Erzeugung im Stromsektor getragen. Der Anteil der erneuerbaren Energien im Wärmesektor stieg hingegen weniger stark an, im Verkehrssektor nimmt er seit 2006 ab. Zur 18-Prozent-Zielmarke bis zum Jahr 2020 verbleibt eine Lücke von rund 3,1 Prozentpunkten. Dies kann nur durch einen weiterhin ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom und Wärme sowie eine deutliche Erhöhung der Anstrengungen im Bereich Verkehr erreicht werden.

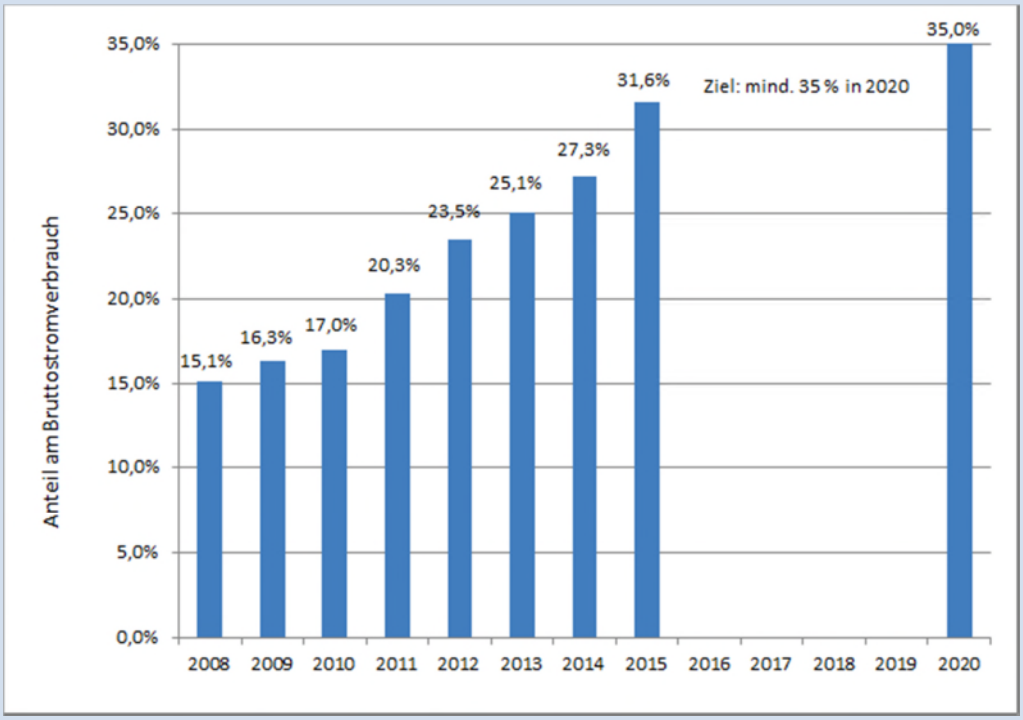
Weitere Schritte bei der Umsetzung der Energiewende bauen zunehmend auf eine integrierte Entwicklung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Auch in den nächsten Jahren ist von einer steigenden Bedeutung der Erneuerbaren in allen drei Sektoren auszugehen. Neben der Steigerung der Energieeffizienz und dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird auch die Interaktion zwischen den Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäude (Sektorkopplung) zunehmen (siehe Kapitel 11).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

3.2 Erneuerbare Energien im Stromsektor

Beinahe jede dritte verbrauchte Kilowattstunde Strom stammte 2015 bereits aus erneuerbaren Energiequellen. Der gesamte Bruttostromverbrauch, entsprechend der inländischen Stromerzeugung zuzüglich Stromimporten und abzüglich Stromexporten, lag 2015 bei 593,8 TWh. Mit rund 187,3 TWh konnten die Erneuerbaren ihren ersten Rang im Strombereich deutlich ausbauen. Sie erreichten einen Anteil von 31,6 Prozent am Bruttostromverbrauch (siehe Abbildung 3.2). Gegenüber dem Vorjahr ist der Erneuerbaren-Anteil an der Stromversorgung damit um 4,3 Prozentpunkte angestiegen.

Abbildung 3.2: Zielsteckbrief: Erneuerbare Energien und Bruttostromverbrauch

Ziel 2020	**Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 35 Prozent**
Status 2015	31,6 Prozent
	 Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik 08/2016.
Trend	● ● ● ● ●
Maßnahmen	Erneuerbare-Energien-Gesetz

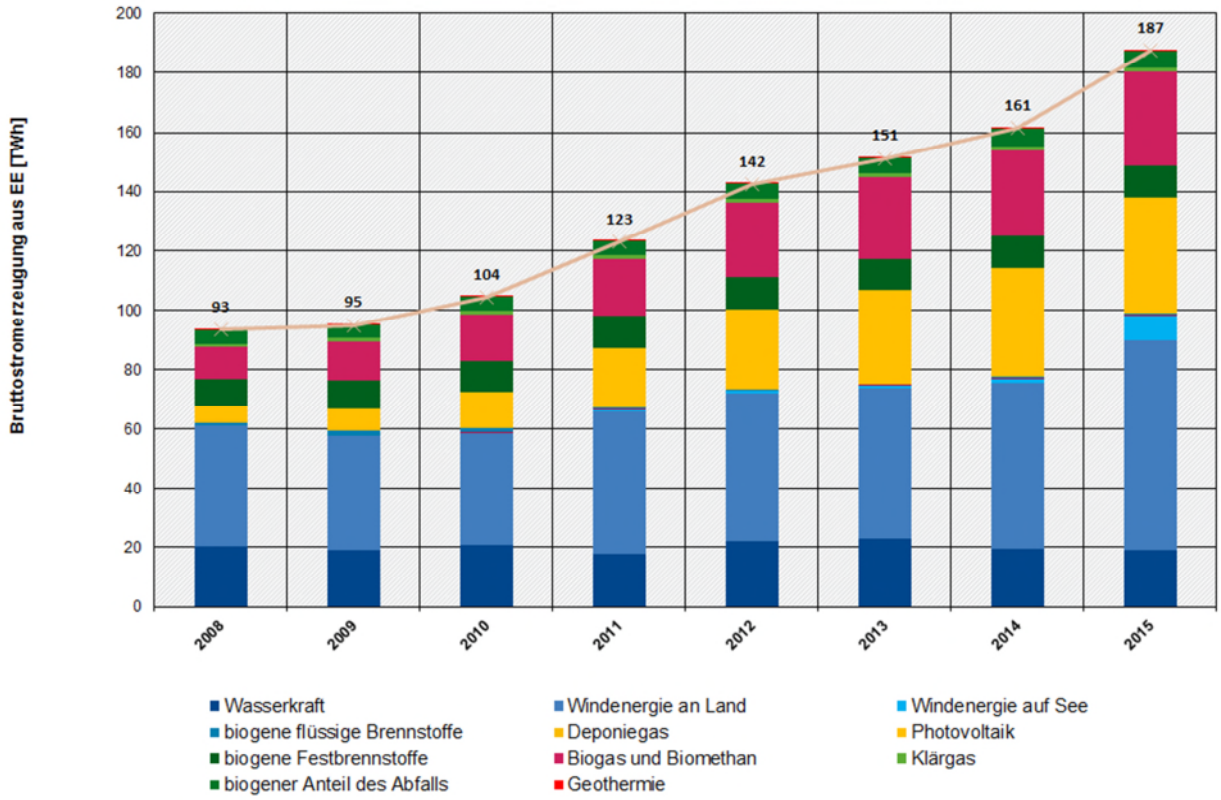
Das 2020-Ziel des Erneuerbaren-Anteils am Stromverbrauch wird voraussichtlich vorzeitig erreicht. Seit 2008 hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor insgesamt mehr als verdoppelt.

Rekordzuwächse bei der Windenergie treiben den starken Erneuerbaren-Ausbau im Jahr 2015 voran. Es wurden 79 TWh Windenergie erzeugt, davon 71 TWh an Land und 8 TWh auf See. Im Vorjahr waren es noch 57 TWh. Damit stieg die Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2015 um etwa 38 Prozent. Hintergrund für diesen Anstieg waren zum einen gute Windverhältnisse und zum anderen die erstmals volle Jahresproduktion der im Jahr 2014 neu zugebauten Windräder. Die Stromerzeugung aus Biomasse (fest, flüssig, gasförmig sowie biogene Abfälle) lag bei 50,3 TWh. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik stieg auf 38,7 TWh und lag damit höher denn je. Die Strombereitstellung aus Wasserkraft sank auf rund 19 TWh. Die Stromerzeugung aus Geothermie blieb mit 0,1 TWh weiterhin vergleichsweise gering.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Motor des Erneuerbaren-Ausbaus in der Langfristperspektive ist insbesondere der Zubau bei Wind und Photovoltaik. Wie Abbildung 3.3 zeigt, hat sich seit 2008 die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 93 auf 187 TWh insgesamt verdoppelt. Dabei wuchs die Biomasse in der Vergangenheit stark an, stagnierte aber zuletzt. Die Anteile von Wasserkraft und Tiefengeothermie haben sich hingegen kaum verändert.

Abbildung 3.3: Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nach Technologiearten



Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik 08/2016.

Der Erneuerbaren-Ausbau schreitet deutlich voran. Zentraler Erfolgsfaktor für die Energiewende im Stromsektor ist der Ausbau der Windenergie an Land mit 3.802 MW (brutto) neu installierter Leistung in 2015**.** Unter Berücksichtigung der rückgebauten Anlagenleistung ergab sich insgesamt ein Nettozubau an Land von 3.623 MW. Damit liegt der Ausbau knapp 1.000 MW über dem im EEG 2014 definierten Ausbaupfad von 2.500 MW. Gleichzeitig lag der Photovoltaikzubau mit 1.444 MW installierter Leistung im Jahr 2015 mehr als 1.000 MW unter dem im EEG 2014 definierten Ausbaupfad von 2.500 MW. Bei Wind auf See wurden Anlagen mit rund 2.290 MW neu errichtet. Im Bereich der Biomasse setzte sich die Verlangsamung des Ausbaus fort und lag mit rund 14 MW (brutto) im Ausbaukorridor.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

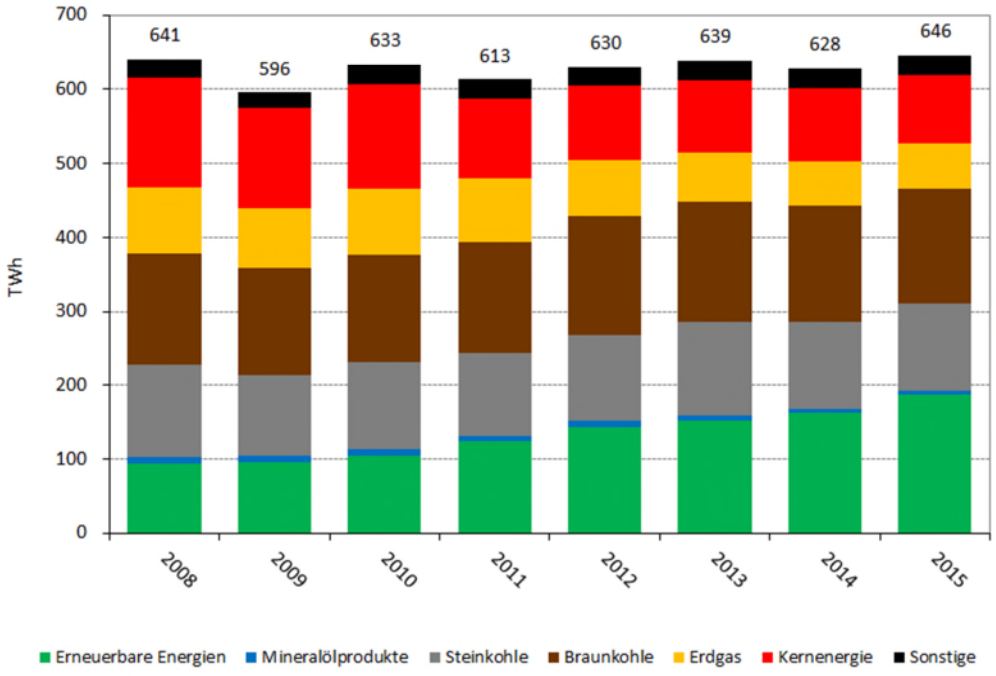
Tabelle 3.1: Ausbaukorridor gemäß EEG 2014 und tatsächliche Neuinstallationen in 2015

Technologie	**Zielvorgabe zur Steigerung der installierten Leistung nach EEG 2014 §3**	**Tatsächliche Neuinstallationen in 2015:**
Windenergie an Land	2.500 MW pro Jahr(netto)	3.623 MW (netto)
Windenergie auf See	6.500 MW bis 2020 15.000 MW bis 2030	2.290 MW (netto) (3.284 MW netto kumuliert)
Photovoltaik	2.500 MW pro Jahr (brutto)	1.444 MW (brutto)
Biomasse	< 100 MW pro Jahr (brutto)	14 MW (brutto)*

Quelle: AGEE-Stat 08/2016, UBA, BNetzA. Bei PV: Brutto = netto. Biomasse: entspricht 7 MW netto.
*Der Gesamtzuwachs der installierten Leistung von Biomasseanlagen, überwiegend aufgrund nicht-erzeugungsrelevanter Leistungsänderung zur Flexibilisierung, betrug im Jahr 2015 101 MW (netto).

Im deutschen Strommix bauen die erneuerbaren Energien ihre Bedeutung aus. Die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland hat 2015 zugenommen (siehe Abbildung 3.4) und war mit 645,5 TWh höher als der Bruttostromverbrauch (berücksichtigt Stromaustauschsaldo mit dem Ausland) von 593,8 TWh). Gegenüber dem Vorjahr ist der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen an der gesamten Stromerzeugung 2015 um rund 3 Prozentpunkte angestiegen, von 25,7 auf 29,0 Prozent. Das heißt: Erneuerbare produzierten im Jahr 2015 rund ein Drittel des deutschen Stroms und konnten so ihre Bedeutung im Strommix weiter ausbauen. Denn damit liegen die Erneuerbaren vor der Braunkohle (155 TWh) an erster Stelle im Strommix, gefolgt von Steinkohle (118 TWh) und Kernenergie (92 TWh). Die Windkraft an Land ist mit einem Anteil von knapp 11 Prozent (71 TWh) an der gesamten Stromerzeugung wie schon in den Jahren zuvor der bedeutendste erneuerbare Stromerzeuger.

Abbildung 3.4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern



Quelle: AGEB 08/2016.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Bei der Energiewende im Stromsektor geht es um die Weiterentwicklung des Gesamtsystems. Im ersten Halbjahr 2016 erhöhte sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Vorjahreszeitraum um rund 3 Prozent. Zurückzuführen ist dies auf einen anhaltend steigenden Anteil im Stromsektor. Nun geht es darum, das gesamte Energieversorgungssystem an einen zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien anzupassen und dabei die Kosteneffizienz zu wahren. Die am 8. Juli 2016 verabschiedeten Gesetze stellen hierfür wichtige Weichen:

- Das EEG 2017 soll für die Einhaltung des Ausbaukorridors für die erneuerbaren Energien und für Kosteneffizienz ihres weiteren Ausbaus durch Übergang auf wettbewerbliche Ausschreibungen sorgen. So macht es die erneuerbaren Energien fit für den Strommarkt (siehe Kapitel 3.5).
- Das neue Strommarktgesetz schafft einen Strommarkt 2.0, der fit ist für wachsende Anteile erneuerbarer Energien (siehe Kapitel 8).
- Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende fungiert als Startschuss für eine moderne Infrastruktur zur erfolgreichen kommunikativen Vernetzung aller Akteure der Stromversorgung in einem „Smart Grid“ (siehe Kapitel 10 und 11.2).
- Die Reformen sind eingebettet in den europäischen Binnenmarkt und verankern damit die Energiewende auch grenzüberschreitend (siehe Kapitel 12).

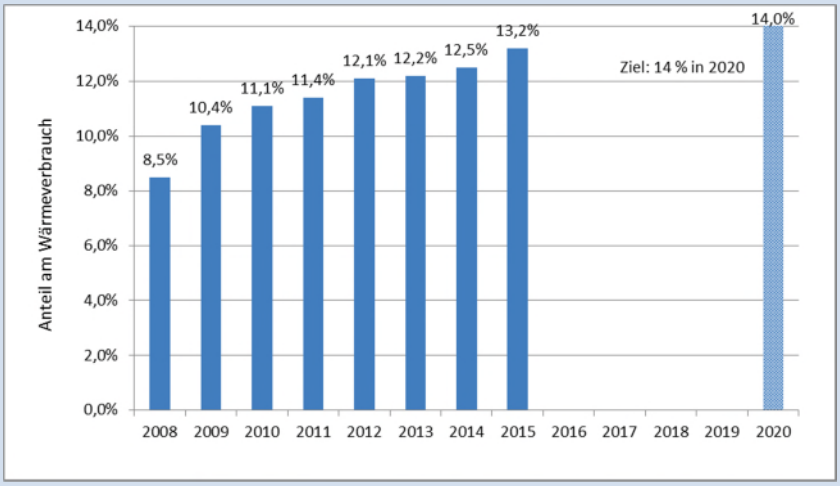
3.3 Erneuerbare Energien im Wärmesektor

Die Entwicklung der erneuerbaren Wärme zeigt einen positiven Trend. Im Jahr 2015 wurden 13,2 Prozent (etwa 157,8 Milliarden kWh) des Wärmeverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt – 2014 waren es noch 12,5 Prozent.

Im Vergleich zum gesamten Wärmeverbrauch ist die erneuerbare Wärme überproportional gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr war 2015 insgesamt ein kühleres Jahr. Dies zeigte sich auch an einem gestiegenen gesamten Wärmeverbrauch und damit einhergehend auch einer erhöhten Erzeugung aus erneuerbaren Energien.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 3.5: Zielsteckbrief: Anteil erneuerbarer Energien am Wärme- und Kälteverbrauch

Ziel 2020	**Anteil erneuerbarer Energien am Wärme- und Kälteverbrauch von 14 Prozent**
Status 2015	13,2 Prozent
	 Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik 08/2016.
Trend	●●●●●
Maßnahmen	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, Marktanreizprogramm

Die bedeutendste Wärmequelle der erneuerbaren Energien ist weiterhin die Biomasse. Auch witterungsbedingt stieg insbesondere der Holzverbrauch privater Haushalte im vergangenen Jahr an. Eine gestiegene Anzahl von Pelletfeuerungsanlagen trug zudem zu einem Anstieg des Holzpelletverbrauchs bei. Insgesamt blieb die Biomasse (fest, flüssig, gasförmig sowie biogene Abfälle) so mit einem Anteil von fast 88 Prozent die wichtigste erneuerbare Energiequelle im Wärmebereich. Wärmepumpenheizungen stellten rund 7 Prozent und Solarkollektoren rund 5 Prozent der gesamten Wärme aus erneuerbaren Energien.

Das 14-Prozent-Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Wärmeverbrauch wird bald erreicht. Aktuelle Prognosen gehen davon aus, dass der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis 2020 um etwa 72 TWh gegenüber 2012 sinken wird. Gleichzeitig ist ein Anstieg der Wärme- und Kältebereitstellung aus erneuerbaren Energien auf 188 TWh zu erwarten. Daraus ergibt sich für das Jahr 2020 voraussichtlich ein Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte von 16,3 Prozent. Das Ziel des EEWärmeG von 14 Prozent würde damit nicht nur erreicht, sondern übertroffen.

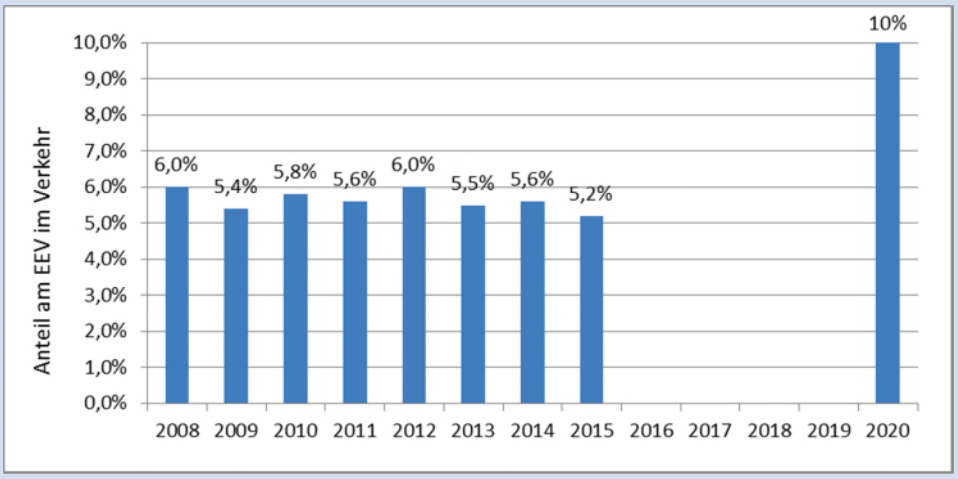
Für die Erreichung des Ziels des EEWärmeG im Jahr 2020 bleibt eine weitere, kontinuierliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in den Bereichen Wärme und Kälte notwendig. Bis zum Jahr 2050 soll der gesamte Gebäudebestand in der Bundesrepublik Deutschland nahezu klimaneutral sein. Wie die Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) gezeigt hat, ist dies nur möglich, wenn durch eine Kombination aus Effizienz und der Nutzung erneuerbarer Energien zur Bereitstellung von Wärme und Kälte deutliche Fortschritte erzielt werden (siehe Kap. 5.4).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

3.4 Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

Der Energieverbrauch aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor ist im Jahr 2015 zurückgegangen. Mit 33,8 TWh machen die Erneuerbaren etwa 5,2 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs aus und waren damit im Vergleich zum Vorjahr leicht rückläufig. Der Anteil der Biokraftstoffe am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2015 lag bei 4,6 Prozent und der erneuerbare Anteil des Stromverbrauchs von Elektrofahrzeugen bei 0,6 Prozent. Biokraftstoffe machen damit rund 88 Prozent der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor aus. Ursache für die rückläufige Entwicklung der erneuerbaren Anteile im Verkehr war insbesondere ein Rückgang des Anteils der Biokraftstoffe gegenüber dem Vorjahr, der durch den Anstieg der Elektromobilität nicht kompensiert werden konnte. Dem gegenüber steht ein Anstieg des gesamten verkehrsbedingten Energieverbrauchs wegen des erhöhten Personen- wie Güterverkehrsaufkommens im Vergleich zum Vorjahr (siehe Kapitel 6).

Abbildung 3.6: Zielsteckbrief: Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich

Ziel 2020	**Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich von 10 Prozent**
Status 2015	5,2 Prozent
	 Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik 08/2016.
Trend	
Maßnahmen	u. a. Treibhausgasquote, Förderung Elektromobilität

Mit dem Jahr 2015 erfolgte die Umstellung der Förderung von einer energiebezogenen Quote für Biokraftstoffe auf eine Treibhausgasquote. Danach ist die Mineralölindustrie verpflichtet, den Treibhausgasausstoß ihrer gesamten Kraftstoffmenge ab 2015 um 3,5 Prozent, ab 2017 um 4 Prozent und ab 2020 um 6 Prozent zu senken. Die Treibhausgasquote wird derzeit dahingehend fortentwickelt, dass neben Biokraftstoffen auch andere Optionen zum Klimaschutz im Verkehr anrechenbar sind (z. B. in Elektrofahrzeugen genutzter Strom). Durch die THG-Quote wurden in Deutschland Biokraftstoffe mit besonders geringen THG-Emissionen in den deutschen Markt gebracht (BLE 2016).

Die Bedeutung des erneuerbaren Stroms für den Verkehr ist auch 2015 weiter gestiegen. Der gesamte Stromanteil ist mit 1,6 Prozent (42PJ/12 TWh) am Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt gleich geblieben. Angestiegen ist hingegen der Stromverbrauch aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor. Denn dieser entspricht dem stark gestiegenen Anteil der erneuerbaren Energien am

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Bruttostromverbrauch und beträgt 31,6 Prozent (siehe Kapitel 3.1) bzw. – umgerechnet für den Verkehrssektor – 3,7 TWh.

Mit dem Zwölften Gesetz zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes wurden alle Weichen gestellt, dass das 10-Prozent-Ziel aus der Richtlinie 2009/28/EG für den Verkehrssektor erreicht wird. Die Treibhausgasquote wird gemäß den geltenden gesetzlichen Vorgaben von derzeit 3,5 Prozent auf 4 Prozent ab dem Jahr 2017 und auf 6 Prozent ab dem Jahr 2020 steigen. Darüber hinaus wird auch der Anteil des Stroms im Verkehrssektor steigen, da künftig auch die höhere Antriebseffizienz von Elektromotoren im Straßen- und Schienenverkehr sowie der im Stromnetz steigende Anteil erneuerbarer Energien berücksichtigt wird.

3.5 Erneuerbaren-Energien-Gesetz

Das EEG ist das zentrale Steuerungsinstrument zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Das EEG fördert den Ausbau der erneuerbaren Energieträger im Stromsektor. Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland kontinuierlich von 6,2 Prozent auf 31,6 Prozent im Jahr 2015 erhöht (siehe Abbildung 3.2). Seit seiner Einführung wurde das Gesetz stetig weiterentwickelt – mit den Novellen in den Jahren 2004, 2009, 2012, verschiedenen PV-Novellen und dem EEG 2014 – sowie zuletzt in diesem Sommer. Diese jüngste Novelle tritt zum 1. Januar 2017 in Kraft („EEG 2017“).

Das EEG 2014 hat den Weg für mehr Marktnähe und wettbewerbliche Ermittlung der Fördersätze geebnet. Die Novelle des EEG 2014 legte fest, die Förderhöhe für die erneuerbaren Energien ab spätestens 2017 wettbewerblich durch Ausschreibungen zu ermitteln. Dazu wurden in den Jahren 2015 und 2016 erste Pilot-Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen durchgeführt, um anhand dieser Erfahrungen den Systemwechsel anschließend umsetzen zu können. Diese Umsetzung erfolgt mit dem neuen EEG 2017, wonach künftig auch Ausschreibungen für Wind an Land und auf See sowie für Biomasse eingeführt werden. Mit dem EEG 2014 wurde zudem die verpflichtende Direktvermarktung eingeführt. Wer Strom produziert, muss ihn seitdem auch vermarkten.

Die steigende Direktvermarktung mit der Marktprämie zeigt: Die Umstellung von „Einspeisen“ auf „Vermarkten“ funktioniert. Das EEG 2014 sieht die obligatorische Direktvermarktung vor. Damit übernehmen EE-Stromproduzenten die gleiche Verantwortung im Stromsystem wie konventionelle Erzeuger: Sie prognostizieren ihre Stromproduktion, verkaufen sie am Strommarkt und gleichen eventuelle Abweichungen von der Prognose über den Intraday- und Ausgleichsenergiemarkt aus. Im Verhältnis zu den gesamten Erzeugungskapazitäten ist der Anteil der Erzeugungskapazitäten, der den Netzbetreibern für die Marktprämie gemeldet wurde, nach rund 43 Prozent im Jahr 2013 auf rund 54 Prozent im Jahr 2015 gestiegen. Die Erzeugungskapazitäten in der Direktvermarktung lagen Ende des Jahres 2015 bei insgesamt rund 52,2 GW. Mit gut 39,6 GW wird das Portfolio des direkt vermarkteten Stroms aus erneuerbaren Energien weiterhin stark von der Windenergie bestimmt. Die gemeldete Leistung für Photovoltaik lag Ende des Jahres 2015 bei rund 7,0 GW, die gemeldete Leistung für Biomasse bei rund 4,8 GW. Rund 88 Prozent der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land und auf See vermarkten den Strom über die Marktprämie. Dieser Anteil beträgt rund 72 Prozent bei der Biomasse und rund 18 Prozent bei der Photovoltaik.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Über das Instrument der Marktprämie wurden im Jahr 2015 rund 112 TWh Strom aus erneuerbaren Energien gefördert. Dies entspricht einem Anteil von knapp 60 Prozent des gesamten aus erneuerbaren Energien produzierten Stroms**.** Im Vorjahr 2014 waren es noch 84 TWh Strom. Die Fördersumme der Marktprämie belief sich im Jahr 2015 auf rund 11,6 Milliarden Euro (2014: 8,6 Milliarden Euro).

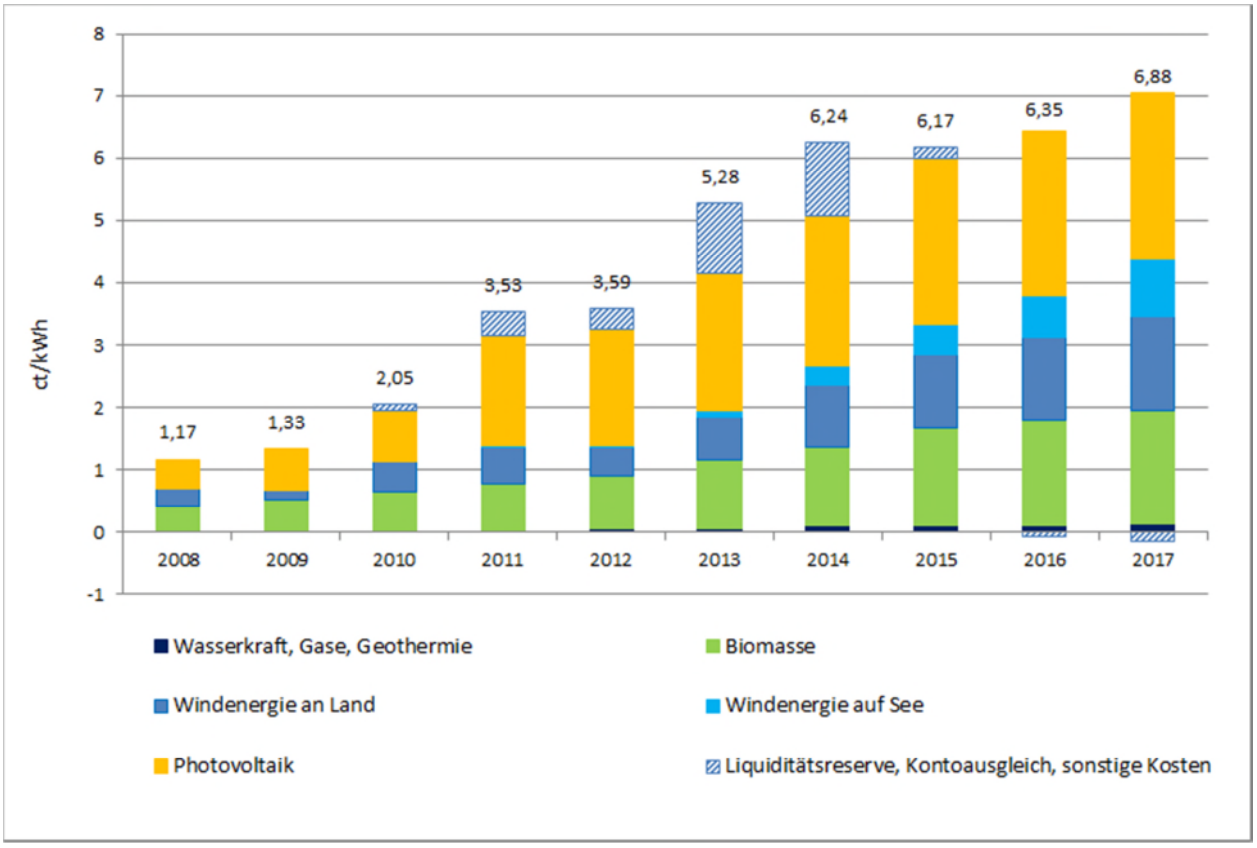
Erste Pilotausschreibungen zeigen die Effekte von wettbewerblichen Ausschreibungen beim Erneuerbaren-Ausbau. Die Pilotphase der Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit bisher fünf Ausschreibungsrunden zeichnete sich durch eine hohe Beteiligung und Wettbewerbsintensität sowie eine heterogene Bieterstruktur aus. Für weitere Fragen im Hinblick auf die Bieterstruktur und insbesondere auf die Frage der Wahrung der Akteursvielfalt in diesem Segment müssen weitere Untersuchungen abgewartet werden. Insgesamt bestätigte sich das angenommene Preissenkungspotenzial durch wettbewerbliche Ausschreibungen: Innerhalb von einem Jahr ist das Preisniveau von Runde zu Runde gesunken – von 9,2 auf durchschnittlich 7,41 ct/kWh. Für eine abschließende Bewertung der Pilotphase bleibt zudem die Realisierungsrate der in den Pilotausschreibungen bezuschlagten Projekte abzuwarten. Der Zeitraum für die Realisierung beträgt 24 Monate und läuft noch bis Mai 2017. Bisher wurden 16,6 Prozent der bezuschlagten Gebotsmenge realisiert.

Die Finanzierung für bestehende Erneuerbaren-Anlagen stieg 2015 weiter an. Der Finanzierungsbedarf entspricht der Differenz von EEG-Vergütungs- bzw. Prämienzahlungen an die Betreiber von Erneuerbaren-Bestandsanlagen und den Einnahmen aus dem Verkauf des Stroms aus erneuerbaren Energien an der Strombörse. 2015 sanken die Preise und Einnahmen an der Strombörse, u.a. durch das Überangebot von Kraftwerkskapazitäten und die geringe europäische Stromnachfrage. Auch die erneuerbaren Energien selbst haben wegen ihrer geringen Grenzkosten mit etwa 1 ct/kWh zur Senkung der Börsenstrompreise beigetragen (so genannter Merit-Order-Effekt). Dies spiegelt sich in einem Anstieg der Förderkosten von 19,3 Milliarden Euro in 2014 auf 21,8 Milliarden Euro im Jahr 2015 wider. Die Vergütungen für bestehende erneuerbare Anlagen basieren auf garantierten Vergütungssätzen von bis zu 20 Jahren. Sie sind damit auch vor dem Hintergrund aktueller und zukünftiger EEG-Reformen nicht veränderbar. Im Falle von Neuanlagen ist weiterhin davon auszugehen, dass diese durch technischen Fortschritt Kostensenkungspotenziale heben und dementsprechend die EEG-Vergütungssätze sinken. Dem Finanzierungsbedarf stehen positive Wirkungen der erneuerbaren Energien gegenüber, wie zum Beispiel vermiedene Emissionen von Treibhausgasen sowie von Luftschadstoffen und daraus resultierend verringerte Gesundheits- und Umweltschäden. Außerdem schafft der Ausbau der erneuerbaren Energien gesamtwirtschaftliche Impulse wie die Einsparung fossiler Energieträger, wodurch Energieimporte sinken (siehe Kapitel 7 und 12). Zudem hat die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland über das EEG hinaus auch international zur Technologiekostensenkung im Bereich der erneuerbaren Energien beigetragen.

Die EEG-Umlage 2017 beträgt 6,88 ct/kWh. Damit steigt sie um 0,53 ct/kWh bzw. acht Prozent gegenüber dem Vorjahr. Die EEG-Umlage schleppt einen großen Kostenrucksack aus der Vergangenheit mit sich, nämlich die Vergütung der Bestandsanlagen mit hohen Vergütungssätzen, die wegen Bestands- und Vertrauensschutz nicht veränderbar sind. Sinkende Börsenstrompreise schmälern die Markterlöse auch dieser Bestandsanlagen, wodurch der Förderbedarf steigt. Neben den gefallenen Börsenstrompreisen ist der heute noch vergleichsweise teure Ausbau der Windenergie auf See ein Haupttreiber des Anstiegs der EEG-Umlage (siehe Abbildung 3.7).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 3.7: EEG-Umlage nach Technologiesparten

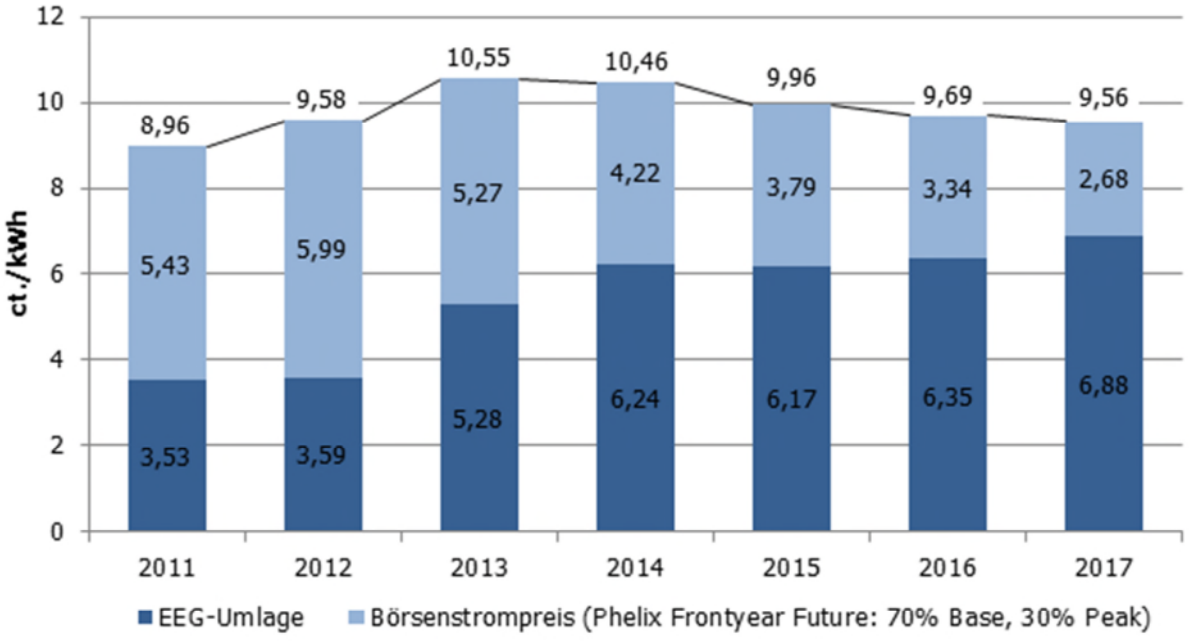


Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 10/2015. Im Jahr 2016 überdeckt der Kontoausgleich die Liquiditätsreserve geringfügig.

Seit 2014 ist die Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage rückläufig. Für Stromkunden ist relevant, was sie insgesamt für ihre Stromrechnung bezahlen. Auch wenn sich der Großteil der Verbraucher nicht mit Strom an der Börse eindeckt, ist die Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage eine relevante Größe, weil sie eine Indikation über die Entwicklung der Strombeschaffungskosten gibt und diese für Haushaltskunden über ein Drittel der Stromrechnung ausmachen. Diese Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage erreichte 2013 mit 10,55 ct/kWh ihren Höchststand. Seitdem ist sie drei Jahre in Folge gesunken und wird voraussichtlich auch 2017 weiter sinken trotz eines Anstiegs der vergüteten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien um rund 40 Prozent zwischen 2013 und 2017 (siehe Abbildung 3.8). Die Kostendynamik der früheren Jahre konnte somit spürbar abgebremst werden.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 3.8: Summe aus dem durchschnittlichen Börsenstrompreis und der EEG-Umlage



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis www.netztransparenz.de und European Energy Exchange 10/2016. Der Börsenstrompreis ist durch den durchschnittlichen Terminmarkt-Preis im jeweiligen Vorjahr abgebildet (für 2017 zum Stand 10/2016).

Das EEG 2017 vollzieht einen Paradigmenwechsel in der Erneuerbaren-Förderung – hin zu mehr Wettbewerb und Kosteneffizienz. Mit dem EEG 2017 geht eine Phase der Technologieförderung mit politisch festgesetzten Förderhöhen zu Ende. Die weitgehende Umstellung des Fördersystems auf wettbewerbliche Ausschreibungen wird den weiteren Ausbau der Erneuerbaren kosteneffizient gestalten. Außerdem wird der Windenergieausbau an Land vorübergehend dort lokal angepasst, wo sich Netzengpässe verstärkt zeigen.

Zentrale Maßnahmen im Bereich Erneuerbare Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017

- **Ziel** ist, dass der weitere Erneuerbaren-Ausbau kosteneffizient erfolgt, alle Akteure faire Chancen in der Ausschreibung haben, die Akteursvielfalt gewahrt sowie der Ausbaukorridor für erneuerbare Energien eingehalten wird.
- **Inhalte:**
  - Die Höhe der erforderlichen Vergütung für den Großteil des Stroms aus erneuerbaren Energien wird über Auktionen ermittelt.
  - Bei der Umstellung auf Wettbewerb werden die Voraussetzungen geschaffen, um die Akteursvielfalt zu erhalten.
  - Bürgerenergiegesellschaften werden erstmals im Gesetz definiert und können unter erleichterten Bedingungen an den Ausschreibungen teilnehmen.
  - Besseres Verzahnen des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau durch eine übergangsweise, lokale Begrenzung der Ausbauzahlen von Wind an Land im Falle bestehender Netzengpässe.
  - Ausgeschrieben wird die Vergütungsmenge für Windenergie an Land und auf See, Photovoltaik und Biomasse. Ausgenommen sind kleine Anlagen.
  -

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

- **Jährliche Ausbauziele/Ausschreibungsmengen:**
  - Photovoltaik: 600 MW pro Jahr
  - Wind an Land bis 2019: 2.800 MW brutto pro Jahr, ab 2020 dann 2.900 MW
  - Wind auf See: je 500 MW in 2021 und 2022, 700 MW pro Jahr 2023 bis 2025 und 840 MW pro Jahr ab 2026
  - Biomasse: 150 MW von 2017 bis 2019 und 200 MW von 2020 bis 2022

Änderungsgesetz EEG

- **Ziele:** Beihilferechtskonforme Ausgestaltung und bessere Systematisierung der Bestimmungen zur Eigenversorgung.
- **Inhalte:**
  - Regelungen zur Eigenversorgung werden neu gefasst, wobei die bisherige Rechtslage nur punktuell geändert wird (insbesondere modernisierte Bestandsanlagen und Meldepflichten).
  - Bestandsanlagen der Eigenversorgung werden bei gleichzeitiger Gewährung eines ausreichenden Bestandsschutzes zukünftig nach einer erfolgten Modernisierung zu einem Teil an der EEG-Umlage beteiligt.
  - Meldepflichten für Eigenversorgungssachverhalte, die bislang in AusgleichsMechV und EEG verstreut waren, werden einheitlich im EEG geregelt.

Novelle des Marktanreizprogramms von 2015 (siehe Kapitel 4 und 5)

- **Ziel**: Mehr private, gewerbliche und kommunale Investitionen in Anlagen erneuerbarer Wärme
- **Inhalte/Stand:** Förderung des Einbaus von Solarthermieanlagen, Biomasseheizungen oder Wärmepumpen für Privatpersonen, Freiberufler und Unternehmen, auf Basis von zwei Säulen:
  Erstens: Zuschüsse des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für kleinere Anlagen in Privathaushalten und in Unternehmen.
  Zweitens: zinsgünstige Darlehen und Tilgungszuschüsse durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) für große, gewerbliche Anlagen. Die Novelle trat zum 1. April 2015 in Kraft.
- **Zahlen**: Fördervolumen von 300 Millionen Euro pro Jahr.

Abgestimmtes Regelungswerk für den Wärmemarkt (siehe Kapitel 4)

Maßnahmen Elektromobilität/Biokraftstoffe/Schienenverkehr (siehe Kapitel 6)

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

4 Energieverbrauch und Energieeffizienz

Wo stehen wir?

- Der Primärenergieverbrauch ist im Jahr 2015 leicht gestiegen. Das Wachstum von Wirtschaft und Bevölkerung sowie die etwas kühlere Witterung trugen zu dieser Entwicklung bei. Der Primärenergieverbrauch erreichte dennoch mit 13.293 PJ den zweitniedrigsten Stand seit 1990.
- Bis zum Jahr 2020 soll der Primärenergieverbrauch gegenüber dem Jahr 2008 um 20 Prozent sinken. Um hier notwendige Fortschritte zu erzielen, hat die Bundesregierung 2014 den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) zur weiteren Steigerung der Energieeffizienz beschlossen. Dessen zentrale Maßnahmen sind inzwischen umgesetzt bzw. wurden eingeleitet und beginnen zu wirken. Ergänzend wurde im Mai 2016 eine öffentliche Kommunikations- und Aktivierungskampagne gestartet.

Was ist neu?

- Mit dem Grünbuch Energieeffizienz hat das BMWi im Sommer 2016 eine Diskussion zur strategischen Ausrichtung und zu weiteren Möglichkeiten einer langfristigen zielorientierten Effizienzpolitik der Bundesregierung angestoßen.
- Für die Bundesregierung gilt der Grundsatz „Efficiency First“, weil nur so die Nachfrage ausreichend begrenzt und der Ausbau der erneuerbaren Energien ressourcenschonend und naturverträglich umgesetzt werden kann.

	2015	2020	2030	2040	2050
EFFIZIENZ UND VERBRAUCH					
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-7,6 %	-20 % → -50 %			
Endenergieproduktivität (2008-2050)	1,3 % pro Jahr (2008-2015)	2,1 % pro Jahr (2008-2050)			
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-4,0 %	-10 % → -25 %			

4.1 Primärenergieverbrauch und Primärenergieproduktivität

Der Primärenergieverbrauch ist 2015 gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen. Der Primärenergieverbrauch setzt sich aus konventionellen und erneuerbaren Energien zusammen. Im Jahr 2015 lag der Primärenergieverbrauch bei 13.293 PJ und damit 0,9 Prozent über dem Vorjahreswert (siehe Abbildung 4.1). Die Verbrauchssteigerung kann im Wesentlichen auf die gegenüber dem Vorjahr etwas kühlere Witterung zurückgeführt werden, da ein beträchtlicher Teil der Primärenergie für Raumwärme eingesetzt wird. Auch das Wachstum der Wirtschaft um 1,7 Prozent und ein

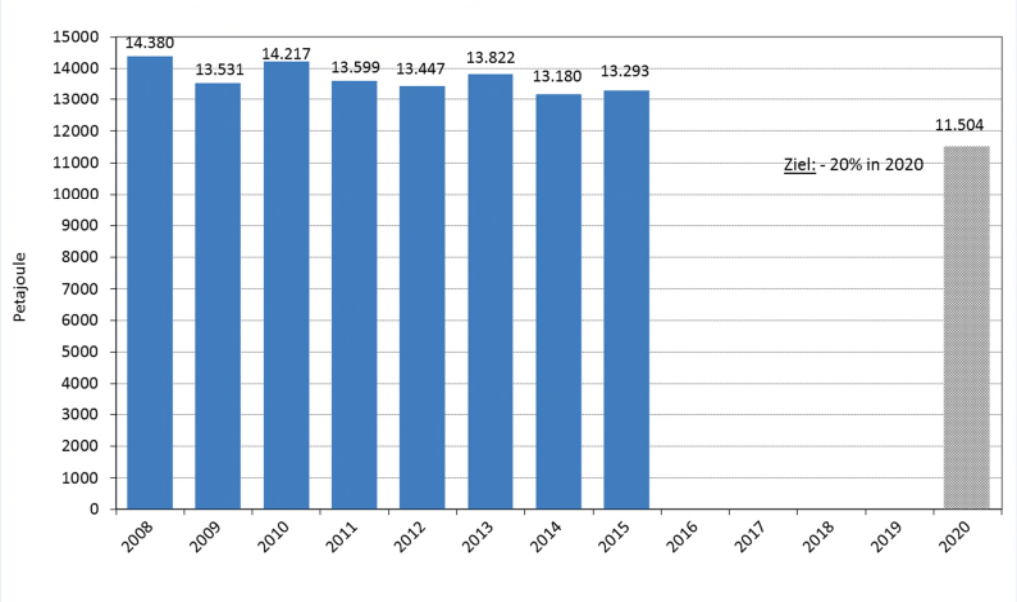
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Bevölkerungsanstieg um rund 606.000 Personen trugen zu dem Anstieg bei. Bereinigt um Witterungseffekte lag der Primärenergieverbrauch im Jahr 2015 etwa auf Vorjahresniveau. Dabei wurden die verbrauchssteigernden Effekte der Konjunktur sowie des Bevölkerungswachstums durch die Steigerung der Energieeffizienz ausgeglichen.

Gegenüber dem Bezugsjahr 2008 hat sich der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015 insgesamt um 7,6 Prozent verringert. Um das Reduktionsziel von 20 Prozent bis zum Jahr 2020 zu erreichen, muss der Energieverbrauch noch jährlich um durchschnittlich 2,8 Prozent sinken. Vergleicht man diesen Wert mit der bisher erreichten Reduktion von jährlich durchschnittlich 1,1 Prozent seit 2008, wird deutlich, dass das Ziel nur durch erhebliche und verstärkte Anstrengungen erreicht werden kann.

Einen deutlichen Anstieg der Nachfrage verzeichneten die erneuerbaren Energien und Erdgas. Die Nachfrage nach Erdöl veränderte sich kaum, während die Nachfrage nach den übrigen Energieträgern wie Mineralöl, Stein- und Braunkohle sowie Kernenergie mehr oder weniger stark rückläufig war. Zur höheren Nachfrage nach Erdgas, insbesondere im Wärmemarkt, hat besonders der vergleichsweise kühle Winter 2015 beigetragen.

Abbildung 4.1: Zielsteckbrief: Reduktion des Primärenergieverbrauchs

Ziel 2020	**Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent (ggü. 2008)**
Stand 2015	-7,6 Prozent
	 Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 08/2016.
Trend	●●●○○
Maßnahme	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz

In den ersten neun Monaten des Jahres 2016 ist der Primärenergieverbrauch gegenüber dem Vorjahreszeitraum leicht um 0,3 Prozent angestiegen. Wichtigste Ursache für diese Entwicklung war die günstige konjunkturelle Entwicklung. Angestiegen ist insbesondere der Verbrauch von Erdgas. Dies lag unter anderem daran, dass verglichen mit dem Vorjahreszeitraum mehr Erdgas zur Stromerzeugung eingesetzt wurde. Auch der Verbrauch von Mineralöl verzeichnete einen Anstieg. Grund hierfür war hauptsächlich der deutlich höhere Verbrauch von Dieselkraftstoff. Zurückgegangen ist dagegen der

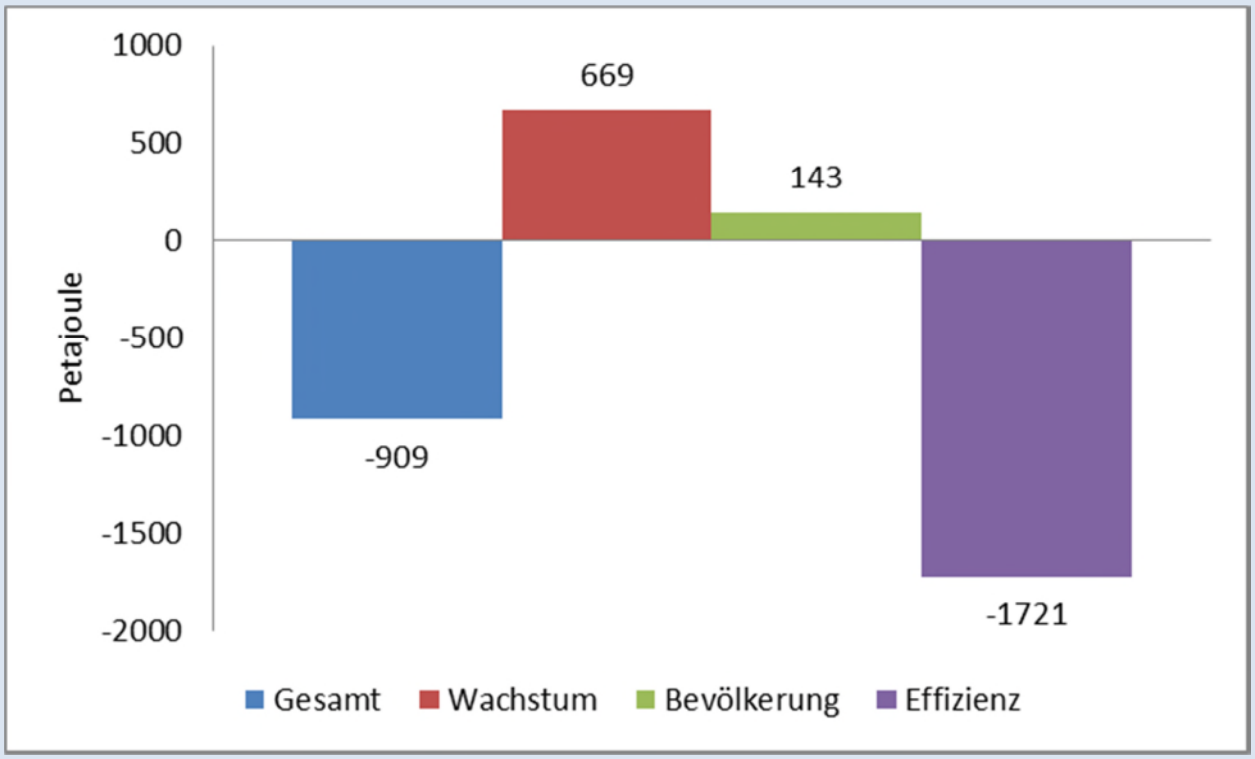
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Verbrauch von Stein- und Braunkohle sowie von Kernenergie. Die gegenüber dem Vorjahreszeitraum mildere Witterung hatte einen dämpfenden Effekt auf die Nachfrage nach Energieträgern, die zum Heizen verwendet werden.

Einflussfaktoren des Energieverbrauchs

Die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs lassen sich auf unterschiedliche Einflussfaktoren zurückführen. Die wichtigsten Determinanten sind neben der Witterung die Entwicklung der Bevölkerung (demographische Komponente), das Bruttoinlandsprodukt je Einwohner (Wachstumskomponente) und die gesamtwirtschaftliche Energieintensität (Energieintensitätskomponente). Mithilfe einer Komponentenzerlegung etwa nach der Methode von Sun (1998) können Aussagen über die Beiträge der einzelnen Einflussfaktoren zur Entwicklung des Primärenergieverbrauchs getroffen werden. Die einzelnen Beiträge quantifizieren die Veränderung des Gesamtenergieverbrauchs, die sich theoretisch ergäbe, wenn sich nur eine der Komponenten verändern würde, während alle übrigen Faktoren konstant gehalten werden.

Abbildung 4.2: Komponenten der Veränderung des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 2008 bis 2015



Quelle: BMWi, eigene Darstellung auf Basis von Zahlen der AGEB 10/2016.

Im Ergebnis ist der Gesamtrückgang beim temperaturbereinigten Energieverbrauch zwischen 2008 und 2015 um 909 PJ maßgeblich auf die Steigerung der Energieeffizienz zurückzuführen. Im Gegensatz dazu wirkte sich die positive Wirtschaftsentwicklung in diesem Zeitraum verbrauchssteigernd auf den Energieverbrauch aus. Auch das Bevölkerungswachstum um insgesamt rund 825.000 Personen führte für sich genommen zu einer leichten Erhöhung des Energieverbrauchs. Die Komponentenzerlegung illustriert, dass im Zeitraum von 2008 bis 2015 Effizienzanstrengungen mit Blick auf die Erreichung der Primärenergieverbrauchsziele verbrauchserhöhende Effekte wie steigende Pro-Kopf-Einkommen und wachsende Bevölkerung überkompensieren.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Zentral ist neben dem absoluten Energieverbrauch auch, wie effizient eine Volkswirtschaft mit der Ressource Energie umgeht. Ein Maß dafür ist die Energieeffizienz. Um diese zu berechnen, wird die volkswirtschaftliche Leistung eines Landes (z. B. Bruttoinlandsprodukt oder Bruttowertschöpfung) ins Verhältnis zum Energieverbrauch gesetzt. Somit gibt die Energieproduktivität den Wert der Güter und Dienstleistungen an, die mit einer Einheit Energie erzeugt werden können.

Die Primärenergieproduktivität ist gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen. Im Jahr 2015 konnten gegenüber dem Vorjahr mit gleichem Energieeinsatz 0,8 Prozent mehr Produkte und Dienstleistungen erzeugt werden (siehe untere Kurve in Abbildung 4.3). Bereinigt um die Effekte des vergleichsweise kühlen Winters im Jahr 2015 sowie um Änderungen der Lagerbestände fällt der Anstieg mit 1,9 Prozent im Vergleich zu 2014 stärker aus.

4.2 Endenergieverbrauch und Endenergieproduktivität

Der Endenergieverbrauch ist gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Endenergie ist der Teil der Primärenergie, der den Verbrauchern nach Abzug von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten zur Verfügung steht. Im Jahr 2015 lag der Endenergieverbrauch bei 8.877 PJ und ist damit gegenüber 2014 um 2 Prozent gestiegen. Insbesondere der Verbrauch von Fernwärme ist deutlich gestiegen und zwar um 7,7 Prozent. Bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte lag der Endenergieverbrauch im Jahr 2015 um 1 Prozent über dem Vorjahreswert.

Die Endenergieproduktivität ist nahezu konstant geblieben. Das Energiekonzept der Bundesregierung bezieht das Effizienzziel zudem auf die Endenergieproduktivität, also auf das reale Bruttoinlandsprodukt pro Einheit Endenergieverbrauch. Im Jahr 2015 lag die Endenergieproduktivität bei 313,50 Euro/PJ gegenüber 314,60 Euro/PJ im Vorjahr (siehe obere Kurve in Abbildung 4.3). Bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte erhöhte sich die Endenergieproduktivität leicht um 0,7 Prozent.

Zwischen 2008 und 2015 ist die Endenergieproduktivität jährlich um durchschnittlich 1,3 Prozent gestiegen, was unter der Zielvorgabe von jährlich 2,1 Prozent liegt. Um diese Zielvorgabe zu erreichen, muss die Endenergieproduktivität bis 2020 um durchschnittlich 3,3 Prozent im Jahr steigen.

Mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) hat die Bundesregierung 2014 ein Maßnahmenbündel aufgelegt, welches – zusätzlich zu den bestehenden Instrumenten – die Energieeffizienz in zentralen Bereichen wie Gebäuden und Produktion fördert (siehe Kapitel 4.4 und Kasten zu Maßnahmen). Am 1. Juli 2015 haben die Parteivorsitzenden der Koalition aus CDU, CSU und SPD weitere Maßnahmen zur erforderlichen Steigerung der Energieeffizienz beschlossen. Damit sollen bis zum Jahr 2020 zusätzlich 5,5 Millionen t CO_2 (als Beitrag zur Erreichung einer Minderung in Höhe von 22 Millionen t CO_2-Äquivalenten im Stromsektor) durch Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, in den Kommunen, in der Industrie sowie bei der Deutschen Bahn AG eingespart werden. Insgesamt stellt die Bundesregierung von 2016 bis 2020 über 17 Milliarden Euro für Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zur Verfügung.

Im Mai 2016 wurde zusätzlich eine breit angelegte Offensive zur Steigerung der Energieeffizienz gestartet. Die Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht's effizient" soll zu einem Bewusstseinswandel hin zu einem noch effizienteren Einsatz von Energie beitragen und informiert über

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

die Möglichkeiten zur Steigerung der Energieeffizienz. Die Kampagne richtet sich gleichermaßen an private Haushalte, Unternehmen sowie öffentliche Einrichtungen und bindet alle Akteure ein.

Derzeit arbeitet die Bundesregierung an weiterführenden Ansätzen für mehr Energieeffizienz. Dazu hat das BMWi im August 2016 das Grünbuch Energieeffizienz veröffentlicht. Das Grünbuch enthält Thesen, Analysen und Leitfragen des BMWi zu den zentralen Handlungsfeldern und Herausforderungen für die Stärkung der Energieeffizienz und des Energiesparens. Mit dem Grünbuch wurde ein Konsultationsprozess eingeleitet, auf dessen Basis eine mittel- bis langfristig ausgerichtete Strategie der Bundesregierung zur Verringerung des Energieverbrauchs erarbeitet werden soll. Der Konsultationsprozess umfasst Online-Konsultationen, die Energiewende-Plattform Energieeffizienz sowie Regionalveranstaltungen.

Das Grünbuch Energieeffizienz des BMWi setzt auf das Prinzip „Efficiency First"

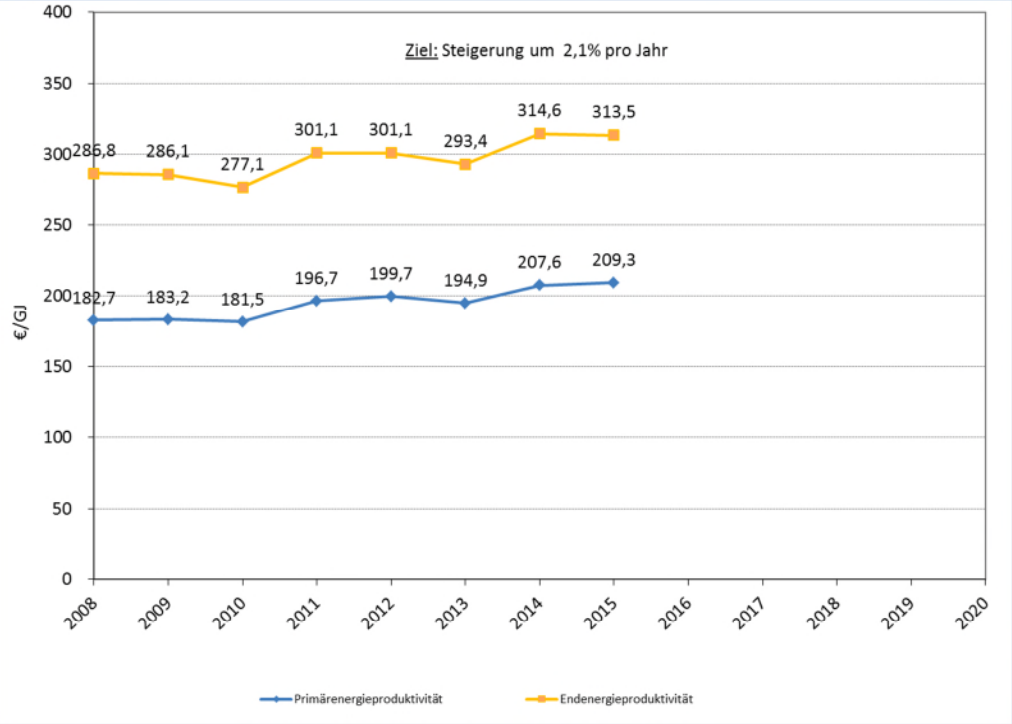
Im Grünbuch Energieeffizienz des BMWi wird Efficiency First als ein zentrales Element einer langfristigen Strategie zur Verringerung des Energieverbrauchs vorgestellt. Der Kerngedanke: Die sauberste und günstigste Energie ist die, die gar nicht erzeugt werden muss. Erstens muss der Energiebedarf in allen Sektoren deutlich und dauerhaft verringert werden, zweitens findet eine direkte Nutzung erneuerbarer Energien in allen Sektoren statt, soweit möglich und ökonomisch sinnvoll, drittens wird Strom aus erneuerbaren Quellen für Wärme, Verkehr und Industrie effizient eingesetzt (Sektorkopplung). Mit Efficiency First soll die Energieeffizienz als eine grundsätzliche Säule der Energiewende gestärkt werden.

Aus einer **planerischen Perspektive** führt die Umsetzung von Efficiency First grundsätzlich zu einer systemischen Optimierung. Das bedeutet, dass vorrangig die Nachfrageseite durch Nutzung von Effizienzpotenzialen optimiert wird und die Dimensionierung und Ausgestaltung des Systems bestimmt. Energieeffizienz spart Energie, trägt zur Verringerung von Treibhausgasemissionen bei und erleichtert insgesamt die Umstellung unserer Energieversorgung auf erneuerbare Energien, sofern Rebound-Effekte vermieden werden. Zukünftig sollen Weichenstellungen im Bereich der Energieeffizienz allgemein stärker von dem grundsätzlichen Anspruch geprägt sein, Einsparungen überall dort anzustreben, wo dies gesamtwirtschaftlich kostengünstiger ist als der Zubau neuer Erzeugungs-, Speicher- und Netzkapazitäten. Denn eine sinnvolle Priorisierung von Energieeffizienz gegenüber dem Ausbau von Erzeugungskapazitäten kann zu einer Kostenoptimierung des Energiesystems führen. Mit anderen Worten bedeutet Efficiency First auch die Wirtschaftlichkeit und Treibhausgasneutralität zu beachten.

Nähere Einzelheiten und Ansätze einer möglichen Operationalisierung bedürfen noch vertiefter Untersuchungen. Dazu bieten sich insbesondere auch **internationale Vergleiche** an. Unterschiedliche Regulierungsansätze sind dabei zu berücksichtigen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 4.3: Zielsteckbrief: Energieproduktivität

Ziel 2020	**Erhöhung der Endenergieproduktivität um 2,1 Prozent pro Jahr**
Stand 2015	1,3 Prozent jährlich seit 2008
	 Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 08/2016.
Trend	
Maßnahme	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz

4.3 Stromverbrauch und Stromeffizienz

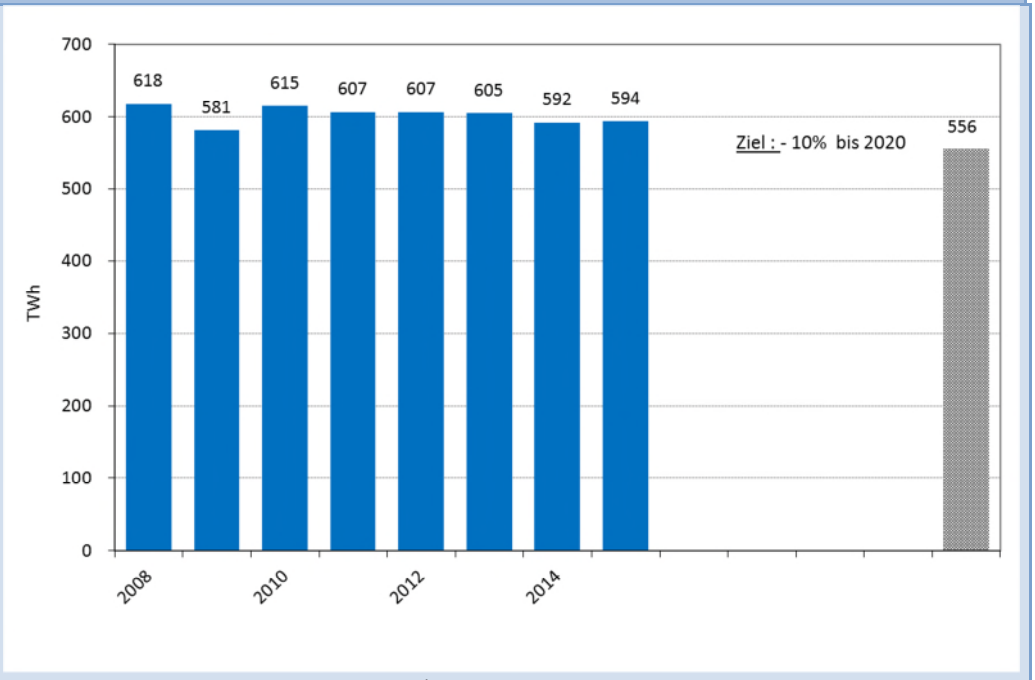
Der Bruttostromverbrauch ist im Jahr 2015 leicht angestiegen. Der Bruttostromverbrauch gibt die im Inland verbrauchte Strommenge wieder. Er lag im Jahr 2015 bei 594 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr um 0,3 Prozent gestiegen (siehe Abbildung 4.4). Eine Komponentenzerlegung nach derselben Methode, die oben für den Primärenergieverbrauch angewandt wurde, führt zu folgendem Ergebnis: Der Anstieg des Bruttostromverbrauchs kann hauptsächlich auf das Wirtschaftswachstum sowie den Bevölkerungszuwachs zurückgeführt werden. Diese verbrauchssteigernden Faktoren konnten zum Teil, jedoch nicht vollständig, durch Effizienzgewinne kompensiert werden. In den ersten neun Monaten des Jahres 2016 ist der Bruttostromverbrauch gegenüber dem Vorjahreszeitraum leicht um 0,4 Prozent gestiegen.

Zwischen 2008 und 2015 hat sich der Bruttostromverbrauch um rund 4 Prozent verringert. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Reduktion von etwa 0,6 Prozent. Um das Reduktionsziel von 10 Prozent bis 2020 zu erreichen, muss der Stromverbrauch um weitere 37 TWh und damit um etwa 1,3 Prozent jährlich sinken. Dieser Vergleich verdeutlicht, dass auch hier erhebliche zusätzliche Anstrengungen unerlässlich sind, um die durch das Energiekonzept gesteckten Ziele bis zum Jahr 2020 zu erfüllen. Um in den Bereichen Wärme und Verkehr die Dekarbonisierung weiter voranzutreiben, soll

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

dort im Rahmen der Sektorkopplung zunehmend erneuerbar erzeugter Strom auf effiziente Weise eingesetzt werden. Damit der zusätzliche Bedarf an erneuerbarem Strom so gering wie möglich gehalten werden kann, sollen bei der Sektorkopplung grundsätzlich die Technologien verwendet werden, die Strom effizient in Wärme, Kälte oder Antrieb umwandeln oder die mittels wenig Strom möglichst viel erneuerbare Energie erschließen und somit mit wenig erneuerbarem Strom möglichst viele Brennstoffe ersetzen (siehe Kapitel 11.1).

Abbildung 4.4: Zielsteckbrief: Stromverbrauch

Ziel	**Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 10 Prozent bis 2020 (ggü. 2008)**
Stand 2014	-4,0 Prozent
	 Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 08/2016.
Trend	
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität ist 2015 gestiegen. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität stellt das reale Bruttoinlandsprodukt bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch dar und ist somit ein Maß dafür, wie effizient Strom in einer Volkswirtschaft eingesetzt wird. Sie verzeichnete im Jahr 2015 einen Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 1,4 Prozent. Bereits seit den 1990er Jahren besteht ein Trend zur zunehmenden Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Entwicklung des Stromverbrauchs. Im Jahr 2015 lag die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität um fast ein Drittel über dem Niveau von 1990. Durchschnittlich stieg sie in diesem Zeitraum jedes Jahr um rund 1,2 Prozent.

Die Maßnahmen des NAPE und seiner Fortentwicklung werden Impulse für die Reduktion des Stromverbrauchs und die Erhöhung der Stromeffizienz geben. Viele der Maßnahmen adressieren auch den Stromsektor, so zum Beispiel die Nationale Top-Runner-Initiative zur Erhöhung der Marktdurchdringung energieeffizienter Produkte und das Programm STEP up! zur Förderung von Stromeffizienzmaßnahmen im Rahmen wettbewerblicher Ausschreibungen. Daneben werden die Umsetzung der EU-Richtlinie zur umweltgerechten Gestaltung von Produkten (Ökodesign) sowie die

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Umsetzung und Novellierung der EU-Richtlinie zur Energieverbrauchskennzeichnung einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Effizienz im Stromsektor leisten.

4.4 Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz

Um das Energieverbrauchsziel zu erreichen, hat die Bundesregierung mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) eine umfassende Strategie auf den Weg gebracht. Der NAPE definiert Sofortmaßnahmen und weiterführende Arbeitsprozesse, um die nationalen Effizienz- und Klimaschutzziele zu erreichen. Der NAPE leistet auch einen signifikanten Beitrag zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, in dessen Fokus das Erreichen des Klimaschutzziels 2020 steht.

Die wichtigsten Handlungsfelder der Energieeffizienzpolitik sind:

- Voranbringen der Energieeffizienz im Gebäudebereich
- Etablieren der Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell
- Erhöhen der Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz.

Für diese Handlungsfelder definiert der NAPE sektorübergreifende Maßnahmen, mit denen der Energieverbrauch auf der Nachfrageseite gesenkt werden kann.

Mit einem breiten Maßnahmenbündel wird die Energieeffizienz gesteigert. Durch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Zusammenhang des NAPE sollen insgesamt 390 bis 460 PJ bis 2020 eingespart werden.

Das Monitoring des NAPE wird im weiteren Monitoring-Prozess vertieft. Im Folgenden werden zunächst der allgemeine Umsetzungsstand des NAPE beschrieben und die zentralen Maßnahmen des NAPE hinsichtlich Ziel und Inhalt vorgestellt. Diese Maßnahmen sind in den Jahren 2015 und 2016 umgesetzt bzw. eingeleitet worden und beginnen zu wirken. Dabei ist zu beachten, dass Maßnahmen in der Startphase typischerweise noch nicht ihre volle Wirkung entfalten, da zunächst Vollzugsstrukturen aufgebaut und die Maßnahme selbst bei den Zielgruppen bekannt gemacht werden müssen. Somit kann erst im Zeitverlauf ein größeres Fördervolumen realisiert werden. Daher ist es bei den meisten Maßnahmen auch noch zu früh, um Wirkungen auf Basis einer detaillierten Evaluation quantifizieren zu können. Ein vertieftes Monitoring der Maßnahmen wird im weiteren Monitoring-Prozess erfolgen. Eine Betrachtung des aktuellen Umsetzungsstands der Maßnahmen des NAPE und ihrer jeweiligen emissionsmindernden Wirkung nach aktuellem Planungs- und – soweit verfügbar – Umsetzungsstand zur Erreichung des THG-Reduktionsziels erfolgt im Klimaschutzbericht der Bundesregierung.

Die Umsetzung des NAPE und der weiteren Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz kommt voran. Beispielsweise wurden das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt und das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm mit den daraus finanzierten KfW-Programmen für Wohn- und Nichtwohngebäude erweitert bzw. aufgestockt. Insgesamt sind alle wesentlichen Maßnahmen des NAPE-Sofortprogramms bereits umgesetzt bzw. eingeleitet. Zuletzt sind weitere Programme des NAPE angelaufen, so die Förderung von Stromeffizienzmaßnahmen im Rahmen wettbewerblicher Ausschreibungen (STEP up!) sowie das Pilotprogramm Einsparzähler zur Förderung digitaler Lösungen für die Energiewende. Insbesondere das Programm STEP up! und das Pilotprogramm Einsparzähler markieren dabei den Übergang zu einer erfolgsabhängigen und technologieoffenen Förderung von

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Effizienzmaßnahmen. Hinzu kommen Programme, die den NAPE auf Grundlage der Beschlüsse der Parteivorsitzenden der Koalition aus CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015 ergänzen, wie das Förderprogramm zur Abwärmevermeidung und Abwärmenutzung in gewerblichen Unternehmen und das novellierte Programm zur Förderung von hocheffizienten Querschnittstechnologien.

Zentrale Maßnahmen im Bereich Energieeffizienz

Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz sowie Weiterentwicklung und Ergänzung auf Grundlage der Beschlüsse der Parteivorsitzenden der Koalition aus CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015

Weiterentwicklung CO_2-Gebäudesanierungsprogramm (KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren)

- **Ziele:** Intensivierung der Sanierung von Wohngebäuden über neue bzw. verbesserte Förderanreize und stärkere Einbeziehung des gewerblichen und kommunalen/sozialen Bereichs (energieeffizienter Neubau und Sanierung von Nichtwohngebäuden).
- **Inhalt:** Die Förderung umfasst insbesondere den Neubau und die Sanierung zum KfW-Effizienzhaus sowie energieeffiziente Einzelmaßnahmen. Die Förderung erfolgt über Zuschüsse oder zinsgünstige Darlehen in Verbindung mit Tilgungszuschüssen. Dabei gilt: Je besser die Energieeffizienz, desto höher ist die Förderung.
- **Zahlen:** 2015 und 2016 jeweils ein Fördervolumen in Höhe von 2 Milliarden Euro

Anreizprogramm Energieeffizienz

- **Ziele:** Intelligente Kombination von Einzelmaßnahmen, Markteinführung der Brennstoffzellenheizung sowie Sensibilisierung der Verbraucher für Energieeffizienz
- **Inhalt:** Förderung der Markteinführung der innovativen Brennstoffzellenheizung, des Einbaus von Lüftungsanlagen in Kombination mit einer Sanierungsmaßnahme an der Gebäudehülle, des Austauschs ineffizienter durch effiziente Heizungen sowie eine Informationskampagne zur Unterstützung der investiven Förderung. Das Programm ist im Januar 2016 gestartet und in die bewährte Programmstruktur des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms und des MAP integriert worden.
- **Zahlen:** Jährliches Programmvolumen von 165 Millionen Euro bis einschließlich 2018

Fortentwicklung des Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP) (siehe Kapitel 3)

Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen

- **Ziele:** Erhöhung der Austauschrate von alten ineffizienten Heizungskesseln
- **Inhalt:** Das neue Effizienzlabel gilt ab 2016 für Heizkessel, die älter als 15 Jahre sind, und liefert Verbrauchern eine individuelle Bewertung über den Effizienzstatus ihrer Heizkessel. Darüber hinaus werden Verbraucher über weitergehende Energieberatungsangebote und Förderprogramme informiert.
- **Zahlen:** Über die nächsten 8 Jahre sollen ca. 13 Millionen Heizkessel gelabelt werden. Mit der Maßnahme könnte sich die jährliche Austauschrate um ca. 20 Prozent auf 3,7 Prozent erhöhen.

Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich

- **Ziele:** Förderung des Austauschs von veralteten Pumpen durch hocheffiziente Heizungs- und Warmwasserzirkulationspumpen in Gebäuden sowie der Heizungsoptimierung durch hydraulischen Abgleich und niedriginvestive Maßnahmen
- **Inhalt:** Bis zum Jahr 2020 sollen mit dem Förderprogramm jährlich der Austausch von bis zu 2

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Millionen Pumpen in Gebäuden und die zusätzliche Optimierung des Betriebs von bis zu 200.000 Heizungsanlagen gefördert werden. Damit sollen rund 1,8 Millionen t CO_2 bis 2020 eingespart werden. Das Programm ist im August 2016 gestartet.

- **Zahlen:** 2016 stehen rund 100 Millionen Euro zur Verfügung.

Weiterentwicklung des KfW-Effizienzprogramms „Produktionsanlagen und -prozesse“

- **Ziele:** Förderung energieeffizienter Produktionsanlagen und Produktionsprozesse
- **Inhalt:** Zur Förderung energieeffizienter Produktionsanlagen und Produktionsprozesse bietet die KfW Zinsverbilligungen an. Das Programm wurde dahingehend fortentwickelt, dass die Förderintensität an der Höhe der Energieeinsparungen ausgerichtet wird. Außerdem wird die Zusammenarbeit mit Landesförderinstitutionen ausgebaut und die Maßnahme öffentlich beworben.
- **Zahlen:** Im Jahr 2015 wurden 257 Kreditzusagen mit einem Gesamtvolumen von rund 970 Millionen Euro erteilt. Im ersten Quartal 2016 waren es 136 Kreditzusagen mit einem Gesamtvolumen von rund 400 Millionen Euro.

Initiative Energieeffizienz-Netzwerke

- **Ziele:** Initiierung und Durchführung von 500 Energieeffizienz-Netzwerken auf freiwilliger Basis bis zum Jahr 2020
- **Inhalt:** Unternehmen definieren individuelle Effizienzziele sowie für das jeweilige Netzwerk als Ganzes und setzen entsprechende Maßnahmen um. Dem Aktionsbündnis gehören die Bundesregierung sowie 21 Verbände und Organisationen der Wirtschaft an. Die teilnehmenden Unternehmen profitieren vom strukturierten Austausch von Erfahrungen und Ideen zur Steigerung der Energieeffizienz.
  Stand: Bisher wurden über 90 neue Netzwerke mit rund 1.000 Unternehmen gegründet.

Energieauditpflicht für Nicht-KMU

- **Ziele:** Identifizierung von Energieeinsparpotenzialen in betrieblichen Energieversorgungssystemen, Anreiz zur Einführung eines Energiemanagementsystems nach ISO 50 001
- **Inhalt:** Die zum April 2015 in Kraft getretene Novellierung des Energiedienstleistungsgesetzes verpflichtet große Unternehmen, bis zum 5. Dezember 2015 und danach alle vier Jahre Energieaudits nach EN 16247-1 durchzuführen oder alternativ ein Energiemanagementsystem nach ISO 50001 oder ein Umweltmanagementsystem nach EMAS bis zum 31. Dezember 2016 einzuführen.
- **Zahlen:** Laut Gesetzesbegründung fallen bis zu 50.000 Unternehmen in Deutschland unter die Energieauditpflicht. Mit dem Vollzug ist das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) betraut. Im Jahr 2016 hat das BAFA eine repräsentative Anzahl von Stichprobenkontrollen eingeleitet, um die Einhaltung der Energieauditpflicht zu überprüfen.

Programm zur Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien

- **Ziele:** Heben des Einsparpotenzials bei Querschnittstechnologien
- **Inhalt:** Das Förderprogramm wird seit Mai 2016 in veränderter Form fortgesetzt. Dabei wird an der bewährten Förderung bestimmter Technologien festgehalten und darüber hinaus wurde eine Reihe von Neuerungen eingeführt. Vor allem wurde der Kreis der Förderberechtigten erweitert. Nun können auch Großunternehmen mit mehr als 500 Beschäftigten Förderanträge stellen.
- **Zahlen:** In den vergangenen drei Jahren wurden ca. 35.000 kleine und mittelständische Unternehmen bei Investitionen in energieeffiziente Querschnittstechnologien mit Fördermitteln in Höhe von rund 189 Millionen Euro unterstützt. Mit diesen Maßnahmen wurde eine Energieeinsparung von rund 1.000 GWh pro Jahr und eine CO_2-Minderung von rund 0,6

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Millionen t CO_2 erzielt.

Offensive Abwärmevermeidung

- **Ziele:** Vermeidung von Abwärme, Nutzung von Abwärme
- **Inhalt:** Förderung von Investitionen in Abwärmevermeidung und -nutzung in Unternehmen. Das Programm ist im Mai 2016 gestartet.
- **Zahlen:** Das BMWi geht davon aus, dass mit dem Programm rund 1.300 komplexe systemische Maßnahmen realisiert werden können. Bis 2020 soll dadurch eine zusätzliche jährliche CO_2-Einsparung von 1 Millionen t erzielt werden.

Förderprogramm energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse

- **Ziele:** Förderung von Investitionen zur Energieeffizienzsteigerung in industriellen Produktionsprozessen, Senkung von Energieverbrauch, -kosten und Treibhausgasemissionen
- **Inhalt:** Gefördert werden Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung in gewerblichen und industriellen Produktionsprozessen, insbesondere Produktionsprozess- und Produktionsverfahrensumstellungen auf energieeffiziente Technologien, Maßnahmen zur effizienten Nutzung von Energie aus Produktionsprozessen bzw. Produktionsanlagen innerhalb des Unternehmens
- **Zahlen:** Mit knapp 60 geförderten Projekten und einem Investitionsvolumen von voraussichtlich 7 Millionen Euro werden bislang etwa 180.000 t CO_2 jährlich eingespart, das entspricht einer Einsparung an Primärenergie von 2,54 PJ pro Jahr.

Wettbewerbliche Ausschreibung für Stromeffizienzmaßnahmen (STEP up!)

- **Ziele:** Senkung des Stromverbrauchs durch technologie-, akteurs- und sektorübergreifende Förderung von strombezogenen Investitionsmaßnahmen
- **Inhalt:** Den Zuschlag zur Förderung erhalten diejenigen Stromeffizienzmaßnahmen, die sich im Rahmen eines Wettbewerbsverfahrens durch die höchste Einsparung je "Förder-Euro" auszeichnen. Die erste Ausschreibung wurde am 1. Juni 2016 gestartet.
- **Zahlen:** Für die Pilotphase bis Ende 2018 steht ein Budget von 300 Millionen Euro zur Verfügung.

Förderung des Energieeinspar-Contracting

- **Ziele:** Erschließung bestehender Energiesparpotenziale durch Kommunen sowie kleine und mittlere Unternehmen (KMU), Abbau von Hemmnissen für die Vergabe von Krediten (lange Vertragslaufzeiten, hohe Investitionskosten) durch den Ausbau des vorhandenen Bürgschaftsangebots
- **Inhalt:** Seit Anfang 2015 wird die Beratung von Kommunen und KMU bei der Entwicklung und Ausschreibung von Energieeinspar-Contracting-Projekten gefördert. Das Bürgschaftsangebot soll daneben zur Verminderung des Ausfallrisikos führen mit dem Ziel, dass u. a. auch KMU als Contractoren tätig werden.
- **Zahlen:** Von 26 eingegangenen Anträgen konnten 24 bewilligt werden, wobei 18 auf Orientierungsberatung, 5 auf Umsetzungsberatung und 1 Antrag auf Ausschreibungsberatung entfallen.

Weiterentwicklung der Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz

- **Ziele:** Intensive Einbindung von Handwerk und Gewerbe in den Umgestaltungsprozess der Energiewende
- **Inhalt:** Stärkung des Dialogs vor Ort, Optimierung von Beratungsangeboten und Intensivierung des Erfahrungsaustauschs sowie der Wissensvermittlung. Die ersten Zuwendungsbescheide wurden Ende 2015 erteilt, die Auftaktveranstaltung fand im April 2016 statt.
- **Zahlen:** Das Fördervolumen für diese Maßnahme beträgt insgesamt 2 Millionen Euro bis

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

einschließlich 2018. 20 Prozent der Aufwendungen tragen der Zentralverband des deutschen Handwerks, die beteiligten sieben Umweltzentren bzw. Handwerkskammern sowie das Heinz-Piest-Institut bei. Bisher wurden über 16.000 Betriebskontakte realisiert, 60 Modellbetriebe identifiziert und rund 300 Energiescouts ausgebildet.

Förderprogramm Energiemanagementsysteme

- **Ziele:** Förderung der Einrichtung von Maßnahmen und Systemen, die eine planvolle Erfassung und Auswertung der Energieverbräuche erlauben und darauf aufbauend Voraussetzungen für die Umsetzung von effektiven Energieeffizienzmaßnahmen schaffen
- **Inhalt:** Förderung der Erstzertifizierung eines Energiemanagementsystems nach DIN EN ISO 50001 bzw. eines alternativen Systems gemäß Anlage 2 Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung, des Erwerbs von dazugehöriger Mess-, Zähler- und Sensor-Technologie sowie Software
- **Zahlen:** Von Juli 2013 bis Mai 2016 wurden insgesamt 610 Förderanträge eingereicht.

Pilotprogramm Einsparzähler

- **Ziele:** Unterstützung von Unternehmen, die digitale Lösungen und neue Geschäftsmodelle bei Dritten (Endkunden) zum Energiesparen und stromnetzdienlichen Schalten erproben und demonstrieren wollen. Endkunden können sein Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen Industrie. Dies erfolgt durch Einsatz digitaler Messsysteme bei der Ermittlung und Realisierung von Energieeinsparungen.
- **Inhalt:** Technologieoffene Förderung innovativer und IT-basierter Pilotprojekte (pro eingesparter kWh Energie). In der Pilotphase 2016 bis 2018 liegt der Fokus auf der Entwicklung und Anwendung von IT-basierten Innovationen zum Energiesparen. Zusätzlich sollen Mehrwertdienste wie Lastmanagement zur Sektorkopplung oder privatwirtschaftliche Finanzdienstleistungen für Energieeffizienz erprobt und angereizt werden.
- **Stand:** Die Maßnahme ist im Mai 2016 gestartet und bis Ende 2018 in Kraft. Es stehen Mittel in Höhe von insgesamt 29 Millionen Euro in den Jahren 2016 bis 2020 zur Verfügung.

Nationale Top-Runner-Initiative

- **Ziele:** sektorübergreifende Verbesserung der produktbezogenen Energie- und Stromeffizienz
- **Inhalt:** Bündelung von Maßnahmen zur Beschleunigung der Marktdurchdringung qualitativ hochwertiger Dienstleistungen und Produkte, die zur Senkung des Energieverbrauchs beitragen
- **Stand:** Start der Maßnahme am 1. Januar 2016; Unterstützernetzwerk zur Initiative mit zentralen Verbänden (BUND, VzBV, deneff, HDE, DIHK, ZVEI, BITKOM) gegründet.

Energieberatung für Kommunen und gemeinnützige Organisationen

- **Ziele:** Energieberatung für die energetische Sanierung oder Errichtung von Nichtwohngebäuden von Kommunen und gemeinnützigen Organisationen
- **Inhalt:** Energieberatung als wichtiger Beitrag zur Erhöhung der Investitionsbereitschaft und Akzeptanz von Sanierungsmaßnahmen bei Gebäuden kommunaler und gemeinnütziger Einrichtungen.
- **Stand:** Seit dem Start der Maßnahme am 1. Januar 2016 wurden insgesamt rund 300 Anträge beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle eingereicht.

Zu diesen Maßnahmen soll im weiteren Monitoring-Prozess eine faktenbasierte Evaluierung durchgeführt werden.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Weitere Maßnahmen

Grünbuch Energieeffizienz

- **Ziele:** Erarbeitung einer mittel- bis langfristig ausgerichteten Strategie zur Verringerung des Energieverbrauchs
- **Inhalt:** Konsultation von Thesen und Leitfragen zu zentralen Herausforderungen im Bereich Energieeffizienz mit allen betroffenen Akteuren bis zum 31. Oktober 2016, danach Auswertung durch BMWi.

Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht's effizient"

- **Ziele:** Motivation aller Verbrauchergruppen, Wärme und Strom möglichst effizient einzusetzen
- **Inhalt:** Information über Möglichkeiten Energie effizient einzusetzen, Aufzeigen von Wegen zu Förderprogrammen und Beratungsmöglichkeiten
- **Stand:** erfolgreicher Start im Mai 2016, bis Juli 2016 über 800.000 Seitenaufrufe auf www.machts-effizient.de

DEHOGA-Energie- und Klimaschutzkampagne

- **Ziele:** Die vom BMUB unterstützte DEHOGA-Energiekampagne ist eine der ersten und größten Branchenkampagnen für Energieeffizienz und Klimaschutz in Deutschland. Ziel ist vor allem die branchenspezifische Information und Beratung zu Effizienz- und Kosteneinsparpotenzialen und ihrer Erschließung in Hotels und Gaststätten
- **Inhalt:** Es wurde eine Reihe von Tools entwickelt, darunter Energiesparblätter, ein Wirtschaftslichkeitsrechner sowie ein „virtuelles" Hotel als 3D-Animation, das interaktiv Informationen rund um moderne Haustechnik und entsprechendes Nutzerverhalten gibt. Darüber hinaus bieten Energieberater-Kooperationen, Energietische und Energieeffizienznetzwerke die Möglichkeit für brancheninternen Erfahrungsaustausch.
- **Stand:** Durch Vorortenergieberatungen konnten bis heute jährlich über 30.000 Tonnen Kohlendioxid-Emissionen und Kosten in Höhe von 10 Millionen Euro eingespart werden. Damit leistet die Kampagne einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz und zur Entwicklung eines nachhaltigen Qualitätstourismus in Deutschland. Die DEHOGA Energiekampagne ist beispielgebend für die Entwicklung weiterer Branchen-Kampagnen. Die Übertragung der Erfahrungen auf andere Branchen/Verbände durch DEHOGA ist in Vorbereitung.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Verison ersetzt.

5 Gebäude

Wo stehen wir?

- Aufgrund des im Vergleich zu 2014 kühleren Winters ist der Endenergieverbrauch im Gebäudebereich 2015 im Vergleich zum Vorjahr um 4,3 Prozent gestiegen. Gegenüber dem Basisjahr 2008 ergab sich eine Minderung um 11,1 Prozent.
- Auch der Primärenergiebedarf ist gegenüber 2014 gestiegen, und zwar um 4,2 Prozent. Gegenüber dem Basisjahr 2008 ergab sich eine Minderung um 15,9 Prozent.
- Der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch betrug im Jahr 2015 13,2 Prozent. Damit ist das 2020-Ziel bald erreicht.

Was ist neu?

- Neben dem Start von zahlreichen neuen Förderprogrammen, Beratungsangeboten und der Effizienzkampagne wurden auch bereits die ersten Maßnahmen aus der Energieeffizienzstrategie Gebäude umgesetzt. Damit wurden wichtige Schritte unternommen, um den Energiebedarf von Gebäuden nachhaltig zu senken und den Anteil erneuerbarer Energien in Gebäuden zu erhöhen.

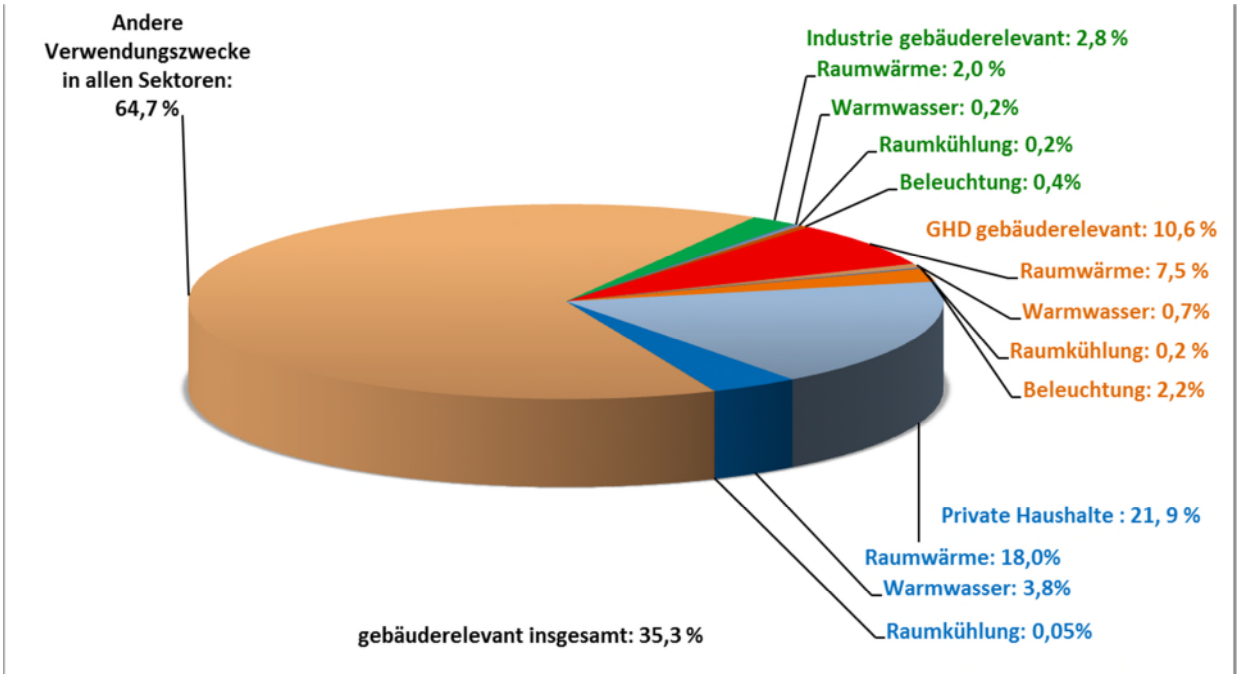
	2015	2020	2030	2040	2050
EFFIZIENZ UND VERBRAUCH					
Primärenergiebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-15,9 %	→			-80 %
Wärmebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-11,1 %	-20 %			
ERNEUERBARE ENERGIEN					
Anteil am Wärmeverbrauch	13,2 %	14 %			

5.1 Gebäuderelevanter Energieverbrauch

Der Gebäudesektor spielt eine zentrale Rolle bei der Energiewende. Der Anteil des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs am gesamten Energieverbrauch lag im Jahr 2015 bei insgesamt 35,3 Prozent. Der größte Teil davon entfiel auf die privaten Haushalte, gefolgt vom Gewerbe- und Dienstleistungssektor und der Industrie (siehe Abbildung 5.1).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 5.1: Anteil des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2015



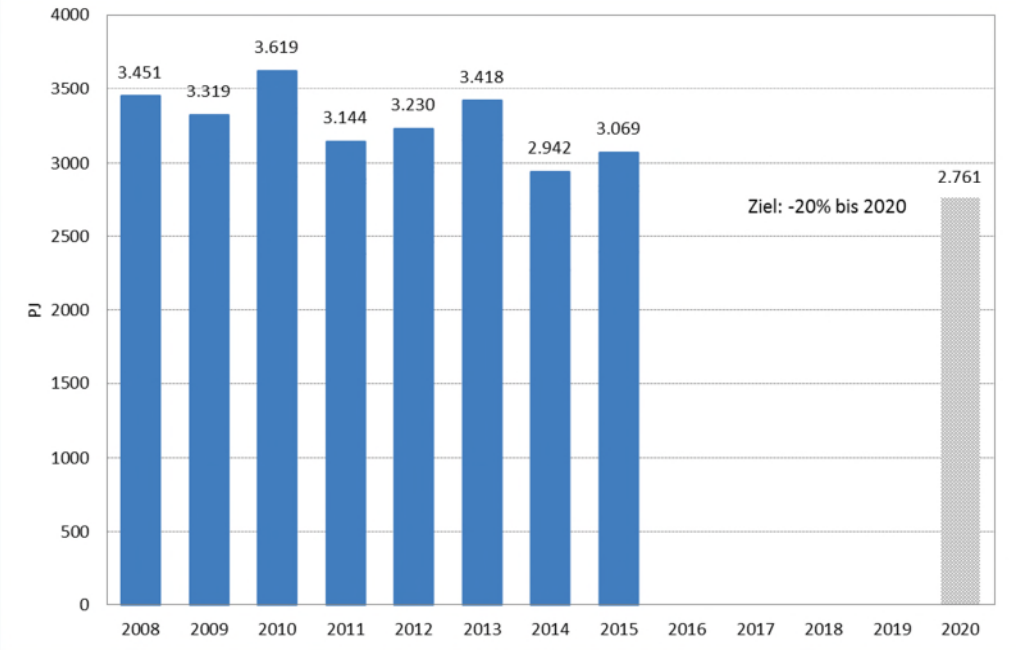
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 10/2016.

Der Endenergieverbrauch in Gebäuden, im Folgenden auch als Wärmebedarf bezeichnet, ist im Jahr 2015 gestiegen. Als gebäuderelevante Endenergieverbräuche für Wärme (Wärmebedarf) werden die Verbrauchswerte für Raumwärme (Heizung), Raumkühlung und Warmwasserbereitung ausgewiesen. Zusätzlich werden in Nichtwohngebäuden die Stromverbräuche für die (fest installierte) Beleuchtung bilanziert. Im Jahr 2015 betrug der Wärmebedarf rund 3.069 PJ und ist damit im Vergleich zum Vorjahr um 4,3 Prozent gestiegen. Der Hauptgrund für diesen Anstieg war die relativ kühle Witterung Anfang 2015, die mit erhöhtem Heizbedarf einherging.

Seit 2008 hat sich der Wärmebedarf um 11,1 Prozent verringert. Das bedeutet: Der Wärmebedarf ist in diesem Zeitraum im Durchschnitt um rund 1,7 Prozent pro Jahr gesunken. Zur Einhaltung der Zielvorgabe einer Reduktion von 20 Prozent bis 2020 gegenüber dem Niveau von 2008 müsste der Wärmebedarf in den nächsten Jahren um jährlich durchschnittlich 2,1 Prozent sinken. Die bisherigen Reduktionsraten müssen also weiter gesteigert werden. Mit der Verabschiedung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz und der Entwicklung der Energieeffizienzstrategie Gebäude wurden wichtige Maßnahmen zur weiteren Verringerung des Energieverbrauchs auf den Weg gebracht (siehe Kapitel 5.4).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

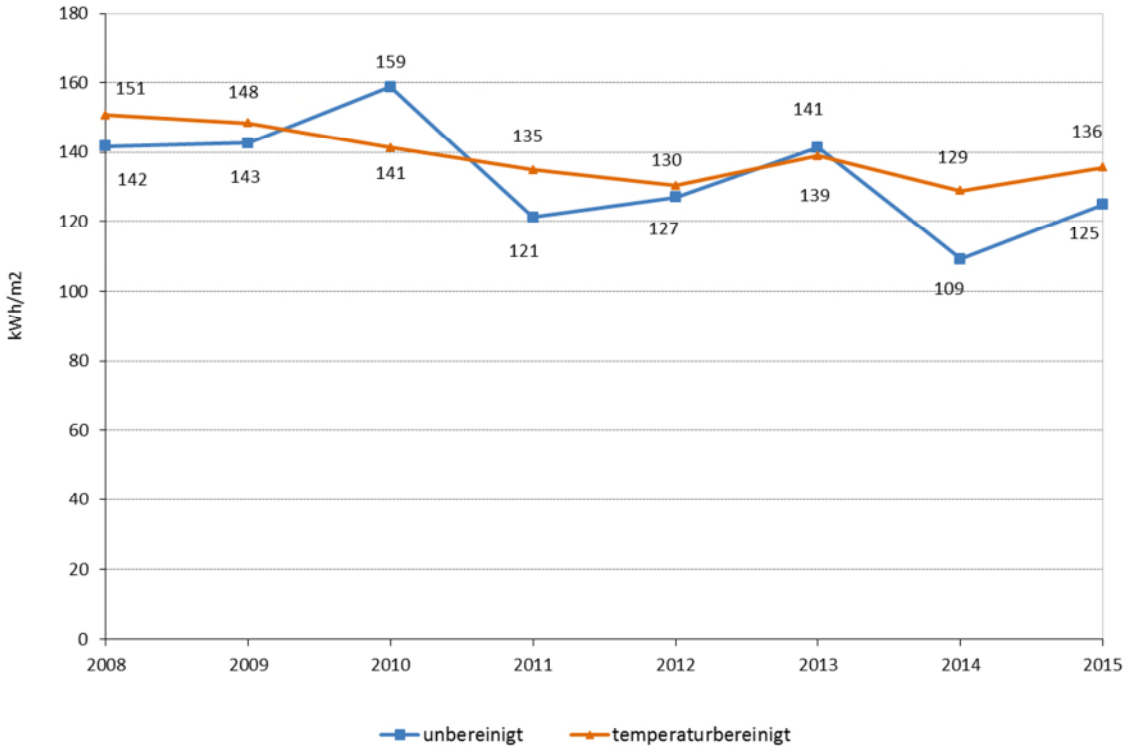
Abbildung 5.2: Zielsteckbrief: Endenergieverbrauch für Wärme

Ziel 2020	**Reduktion des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs (Wärmebedarf) um 20 Prozent (ggü. 2008)**
Status 2015	-11,1 Prozent
	 Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 10/2016.
Trend	●●●●●
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz, Energieeffizienzstrategie Gebäude und Aktionsprogramm Klimaschutz

Die Energieeffizienz im Gebäudebereich ist 2015 im Vergleich zu 2014 gesunken. Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte ist stärker gestiegen als die Wohnfläche. Das Verhältnis dieser beiden Größen spiegelt die Energieeffizienz im Gebäudebereich wider: Der sogenannte spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme der privaten Haushalte ist gegenüber dem Vorjahr um 14,4 Prozent gestiegen. Temperaturbereinigt fällt dieser Anstieg mit 5,2 Prozent deutlich geringer aus. Seit 2008 hat sich der Wert insgesamt um 11,9 Prozent verringert (siehe Abbildung 5.3). Das bedeutet, dass Energie im Wohngebäudebereich im Mittel zunehmend effizienter genutzt wurde und damit trotz steigender Wohnfläche insgesamt eine Verringerung des Wärmebedarfs stattfand. Temperaturbereinigt ergab sich im Jahr 2015 ein um 10,1 Prozent niedrigerer Endenergieverbrauch für Raumwärme der privaten Haushalte als 2008.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 5.3: Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Erzeugung von Raumwärme in privaten Haushalten



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und Statistisches Bundesamt 10/2016.

5.2 Primärenergiebedarf

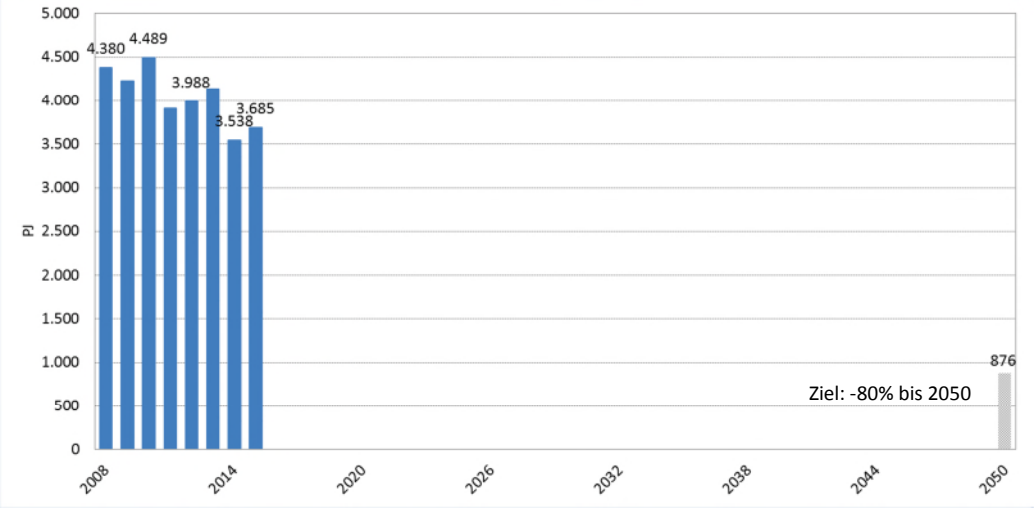
Der Primärenergiebedarf von Gebäuden lag im Jahr 2015 4,2 Prozent höher als im Vorjahr. Der Indikator Primärenergiebedarf berücksichtigt neben der Bereitstellung von Heizung, Kühlung, Warmwasser und für Nichtwohngebäude auch Beleuchtung auch den nicht erneuerbaren Aufwand für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport bzw. die Verteilung der einzelnen Energieträger. Der Primärenergiebedarf umfasst jedoch keine erneuerbaren Energien. Er kann somit sowohl durch Energieeffizienzsteigerungen als auch durch die Erhöhung des Anteils von erneuerbaren Energien an der Deckung des Wärmebedarfs gesenkt werden. Im Jahr 2015 lag der Primärenergiebedarf bei 3.685 PJ gegenüber 3.538 PJ im Vorjahr.

Seit 2008 hat sich der Primärenergiebedarf bereits um knapp 16 Prozent verringert. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Minderung um 2,4 Prozent. Damit ist zu erkennen, dass der richtige Pfad zur Reduktion des Primärenergiebedarfs eingeschlagen ist (siehe Abbildung 5.4). Eine lineare Fortschreibung zur Einschätzung des Zielerreichungsgrades ist aufgrund des weit in der Zukunft liegenden Zielwertes (80 Prozent Reduktion gegenüber 2008 bis 2050) nicht sinnvoll. Allerdings ergibt die Prognose des Referenzszenarios der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG), dass der Primärenergiebedarf auf Grundlage der bestehenden Instrumente (Stand 2013) bis 2050 um rund 60 Prozent gegenüber 2008 sinken würde.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Um die langfristigen Ziele zu erreichen, wurde mit der Energieeffizienzstrategie Gebäude eine Gesamtstrategie für den Gebäudesektor vorgelegt. Sie integriert den Strom- und Wärmebereich und schafft einen klaren Handlungsrahmen für die Energiewende im Gebäudebereich (für eine detailliertere Beschreibung siehe Kapitel 5.4).

Abbildung 5.4: Zielsteckbrief: Primärenergiebedarf

Ziel 2050	**Reduktion des Primärenergiebedarfs um 80 Prozent (ggü. 2008)**
Stand 2015	-15,9 Prozent
	 Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 10/2016.
Trend	Wegen des langen Zeitraums bis 2050 hier keine Trendaussage.
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz, Energieeffizienzstrategie Gebäude und Aktionsprogramm Klimaschutz

5.3 Sanierung und Investitionen im Gebäudesektor

Im Jahr 2015 wurden im Wohnungsbau rund 300.000 Baugenehmigungen erteilt und rund 250.000 Baufertigstellungen verzeichnet. Von diesen Neubauten wurden rund 140.000 Wohneinheiten durch das Programm „Energieeffizient Bauen“ des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms gefördert. Das heißt, dass etwa 50 Prozent der neu errichteten Wohngebäude von der KfW gefördert wurden und damit nach höherem Energieeffizienzstandard errichtet wurden, als die Energieeinsparverordnung vorschreibt. Durch das Programm „Energieeffizient Sanieren“ wurde 2015 die Energieeffizienz von insgesamt rund 240.000 Wohneinheiten erhöht.

Im Bereich erneuerbare Energien (EE) zur Wärmeerzeugung wurde im Jahr 2015 im Rahmen des Marktanreizprogramms der Einbau von rund 38.000 EE-Heizungsanlagen, vorwiegend in Wohngebäuden, gefördert. Die eingesetzten Technologien waren Solarthermie, Biomasse und Wärmepumpen. Insgesamt betrug die Höhe der Zuschüsse 92,3 Millionen Euro. Das Investitionsvolumen dieser Maßnahmen beträgt rund 492,2 Millionen Euro.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

5.4 Energieeffizienzstrategie Gebäude

Um die Ziele der Bundesregierung im Gebäudebereich bis 2050 zu erreichen, bedarf es sowohl einer Reduktion des Endenergieverbrauchs als auch einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Wärmebereich. Mit dem bestehenden Instrumentarium werden bereits in großem Umfang Gebäudeeigentümer erreicht und Anreize für energieeinsparende Bauinvestitionen gesetzt. Allerdings sind weitere Investitionen in energieeffiziente Sanierung und erneuerbare Wärme notwendig. Mit dem NAPE wurden neben anderen Sektoren auch im Gebäudebereich zusätzliche Sofortmaßnahmen und weiterführende Arbeitsprozesse zur Energieeffizienzsteigerung angestoßen. Insgesamt kann damit bereits ein großer Schritt gemacht werden, das energiepolitische Ziel des nahezu klimaneutralen Gebäudebestands zu erreichen (siehe Kapitel 4.4).

Mit der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) hat das Bundeskabinett im November 2015 eine Strategie für die Energiewende im Gebäudebereich beschlossen. Die ESG enthält sowohl Vorschläge für die Weiterentwicklung bestehender Maßnahmen als auch neue Maßnahmen. Sie zeigt Wege auf, wie durch eine Kombination aus der Steigerung der Energieeffizienz und der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes bis 2050 erreicht werden kann.

Der Fortschritt der ESG bei der Zielerreichung und der Stand der Umsetzung werden im Rahmen des Monitoring-Prozesses „Energie der Zukunft“ evaluiert. Auf Maßnahmenebene gibt es Evaluierungsprozesse, die je nach Umsetzungsstand der Maßnahme bereits verankert bzw. geplant sind. Viele Maßnahmen der ESG sind jedoch gerade erst umgesetzt worden oder werden zeitnah umgesetzt. Daher liegen für diesen Monitoring-Bericht noch keine Evaluierungsergebnisse vor. Mit ersten belastbaren Ergebnissen kann zum nächsten Fortschrittsbericht gerechnet werden.

Im Jahr 2016 wurde mit der Umsetzung der ESG begonnen. Die Förderinitiative „EnEff.Gebäude.2050 – Innovative Vorhaben für den nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050“ ist im April 2016 gestartet, im August 2016 ist das Programm zur Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich angelaufen. Der Start des neuen Beratungsinstruments individueller Sanierungsfahrpläne (iSFP) für Gebäude wird derzeit vorbereitet.

Zentrale Maßnahmen im Bereich Gebäude

Individueller Sanierungsfahrplan für Gebäude

- **Ziel:** standardisierte Empfehlung einer passgenauen, stufenweisen energetischen Sanierung
- **Inhalte:** Der Sanierungsfahrplan wird dem Gebäudeeigentümer eine übersichtliche und verlässlichere Strategie für eine über mehrere Jahre laufende, stufenweise energetische Sanierung seines Gebäudes an die Hand geben. Neben rein energetischen Lösungen werden auch die individuellen Möglichkeiten des Gebäudebesitzers und die individuellen Gegebenheiten des Bestandsgebäudes bei der Ermittlung des Sanierungsansatzes einbezogen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Förderinitiative EnEff.Gebäude.2050 – Innovative Vorhaben für den nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050

- **Ziel:** Transfer von Forschungsergebnissen in den Bereichen Gebäudehülle, Gebäudetechnik sowie Einsatz erneuerbarer Energien hin zu einer breitenwirksamen Anwendung
- **Inhalte:** Es werden Pilotprojekte energieoptimierter Gebäude und Quartiere mit hoher Breitenwirkung gefördert.

Förderinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“

- **Ziel:** Gemeinsame Initiative von BMWi und BMBF zu neuen Technologien und Konzepten für mehr Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien, um die Energiewende in Gebäuden und Städten voranzubringen.
- **Inhalte:** Erste Projekte werden im Sommer 2017 starten.
- **Volumen:** ab 2017 stehen 150 Millionen Euro zur Verfügung

Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich

- **Ziel:** kurzfristige CO_2-Einsparung durch Nutzung der Energieeffizienz-Potenziale in Gebäuden resultierend aus Maßnahmen, die keiner großen baulichen Änderungen bedürfen, und Anstoß weitergehender Sanierungen im Heizungskeller
- **Inhalte:** Gefördert werden 1) der Austausch von ineffizienten Heizungs- und Warmwasserpumpen durch hocheffiziente Modelle sowie 2) die Heizungsoptimierung durch einen hydraulischen Abgleich und ergänzende niedriginvestive Maßnahmen (z. B. Installation von voreinstellbaren Thermostatventilen) einzeln oder in Kombination.

Weiterentwicklung des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms – KfW-Förderung (siehe Kapitel 4)

Energieberatung für Kommunen und gemeinnützige Organisationen (siehe Kapitel 4)

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

6 Verkehr

Wo stehen wir?

- Der Endenergieverbrauch im Verkehr entwickelte sich im Jahr 2015 mit einem Anstieg von 1,3 Prozent gegenüber 2005 gegenläufig zu den Zielen des Energiekonzepts. Um das 10-Prozent-Reduktionsziel noch zu erreichen, sind weitere Anstrengungen erforderlich.
- Nur mit einer möglichst umfassenden Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe sind die Ziele des Energiekonzepts im Verkehrsbereich erreichbar. Mit Ausnahme des Schienenverkehrs steht Deutschland hier noch ganz am Anfang. Im Schienenverkehr werden rund 90 Prozent der Verkehrsleistung bereits elektrisch erbracht und rund 60 Prozent der Strecken des Bundesschienennetzes sind elektrisch.
- Gleichwohl nimmt die Zahl an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben stetig zu. Der Bestand an Elektroautos liegt indessen noch deutlich unterhalb des Ziels von einer Million bis zum Jahr 2020. Der beschleunigte Ausbau entsprechender Infrastrukturen steht dabei im Fokus.
- Eine Option, um den Endenergieverbrauch zu reduzieren, ist die Verlagerung auf die Schiene. Um dies zu realisieren, sind weiterhin hohe Investitionen in die Schieneninfrastruktur, die Einführung innovativer Technologien im Schienengüterverkehr sowie neue Logistikkonzepte erforderlich. Im Endzustand soll ein automatisierter und digitalisierter Schienengüterverkehr zur Verfügung stehen.

Was ist neu?

- Mit dem Umweltbonus und weiteren Maßnahmen zur Unterstützung des Aufbaus einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur setzt die Bundesregierung ihr Bestreben fort, die Elektromobilität massenmarktfähig zu machen.
- Die Förderung der Wasserstoff-Brennzellen-Mobilität geht in die nächste Förderperiode. Der Runde Tisch Erdgasmobilität ebnet konkrete nächste Schritte der Branche.
- Der Bundesverkehrswegeplan 2030 stellt den Erhalt von Infrastruktur vor Neubau, umfasst dabei wichtige Maßnahmen zur Verlagerung auf die Schiene und erstmals den Radverkehr.

	2015	2020	2030	2040	2050
ERNEUERBARE ENERGIEN					
Anteil im Verkehrsbereich	5,2 %	10%*			
EFFIZIENZ UND VERBRAUCH					
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)	1,3 %	-10%		-	40%

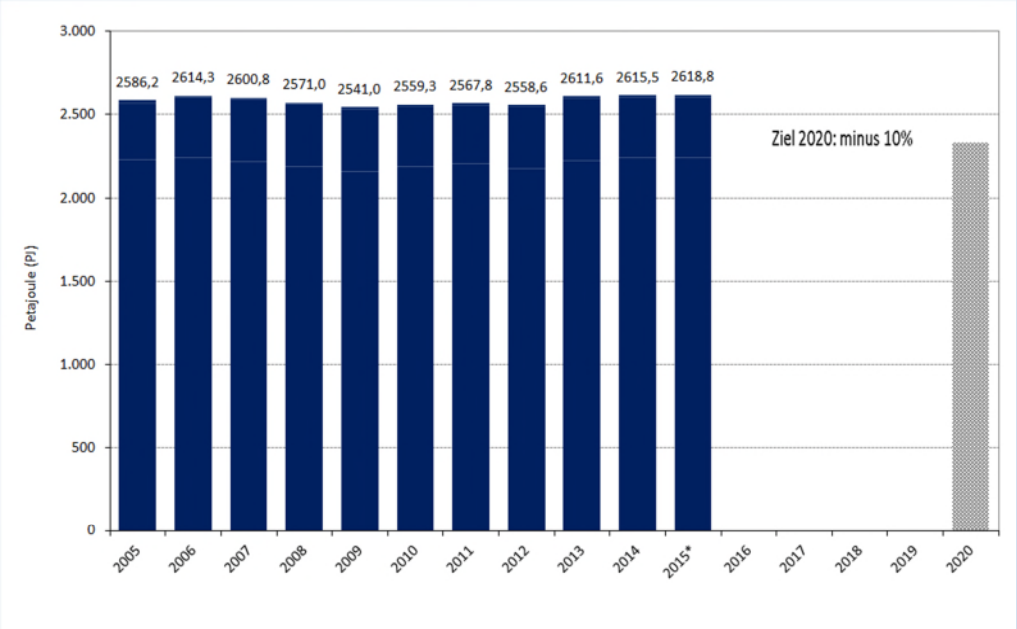
* Ziel gemäß EU-Richtlinie 2009/28/EG.

6.1 Energieverbrauch im Verkehrssektor

Der Endenergieverbrauch im Verkehr hat sich im Jahr 2015 leicht erhöht. In der Summe aller Verkehrsträger ist der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor im Jahr 2015 mit 2619 PJ gegenüber dem Vorjahr um 0,1 Prozent gestiegen (siehe Abbildung 6.1). Der Verkehrssektor macht damit etwa 30 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland aus.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 6.1: Zielsteckbrief: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor

Ziel 2020	**Reduktion des Endenergieverbrauchs um 10 Prozent (ggü. 2005)**
Status 2015	1,3 Prozent
	 Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 10/2016 (Zahlen für 2015 vorläufig).
Trend	
Maßnahmen	Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie, Elektromobilitäts-Gesetz, Pkw-Label, EU-CO2-Flottenziele

Bis auf den Schienenverkehr stagniert der Energieverbrauch in allen Verkehrsträgern oder steigt an. Wie Tabelle 6.1 zeigt, sind die Verbräuche auf der Straße und bei der Binnenschifffahrt gestiegen – sowohl im Vergleich zum Vorjahr als auch gegenüber 2005. Im Luftverkehr (international und national) zeigen sich steigende Verbräuche gegenüber 2005 und kaum Veränderung gegenüber dem Vorjahr. Im Schienenverkehr nahm der Verbrauch gegenüber 2014 ab. Eine direkte Vergleichbarkeit gegenüber 2005 ist aufgrund einer Datenrevision bei der Schiene nicht gegeben, es kann aber von einer Abnahme ausgegangen werden.

Tabelle 6.1 Energieverbräuche nach Verkehrsträger und Anstieg im Vergleich zum Basisjahr und zum Vorjahr

	2015 in PJ	**2015 Anteil in %**	**Änderung ggü. 2014 in %**	**Änderung ggü. 2005 in %**
Straße	2188,4	83,6	0,1	1,8
Luftverkehr	362,2	13,8	0,0	5,1
Schiene	54,2	2,1	-0,4	Datenrevision
Binnenschifffahrt	14,0	0,5	15,5	3,1
Gesamt	**2618,8**	**100**	**0,1**	**1,3**

Quelle: AG Energiebilanzen 08/2016.

Der Endenergieverbrauch im Verkehr ist gegenüber dem Basisjahr 2005 insgesamt um 1,3 Prozentpunkte angestiegen. Im Durchschnitt hat der Endenergieverbrauch im Verkehr damit bisher seit 2005 jährlich etwa um rund 0,1 Prozent zugenommen, seit 2010 jährlich sogar um 2,3 Prozent.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Angesichts dieser Entwicklung sind zur Zielerreichung weitere Anstrengungen auch kurzfristig dringend erforderlich: Um den Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 um 10 Prozent zu senken, müsste dieser in den kommenden fünf Jahren um insgesamt 12,5 Prozent gegenüber 2005 und im jährlichen Durchschnitt um 2,5 Prozent reduziert werden.

Die Verkehrsleistungen im Personen- und Güterverkehr verzeichneten 2015 wieder einen deutlichen Anstieg. Um die Verkehrsleistung zu berechnen, werden die beförderten Personen oder Güter mit der insgesamt zurückgelegten Entfernung in einer Periode multipliziert. Die Verkehrsleistung sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr ist seit 2005 um 8,4 bzw. 12,1 Prozent gestiegen, gegenüber dem Vorjahr um 1,3 bzw. 1,2 Prozent.

Die spezifischen Energieverbräuche sind beim Pkw zurückgegangen, stagnieren aber beim Lkw. Beim Pkw und Kombi im Bestand ist der Durchschnittsverbrauch pro 100 km zwischen 2005 und 2015 um 7 Prozent zurückgegangen, gegenüber dem Vorjahr um 0,1 Prozent. Das zeigt: Auch der Verkehrssektor wird effizienter, vor allem durch verbesserte Antriebstechnologien. Effizienzgewinne sind hier jedoch hauptsächlich beim Benzin-Motor zu verzeichnen, hingegen zeigen sich beim Diesel-Motor kaum Effizienzsteigerungen. Eine Studie des ICCT kommt zu dem Ergebnis, dass bei Lkw in Europa seit 1997 bei der Fahrzeugeffizienz von Bestandsfahrzeugen, gemessen am Durchschnittsverbrauch je 100 Kilometer, und unabhängig von der Auslastung, keine nennenswerte Steigerung erreicht wurde (Lastauto-Omnibus 2015 in ICCT 2015). Insbesondere eine steigende Nachfrage nach höherer Motorleistung hat dies verhindert.

Effizienzgewinne verteilen sich ungleich auf die Verkehrsträger. Ein Vergleich der spezifischen Verbräuche über alle Verkehrsträger auf Basis des TREMOD-Modells des Umweltbundesamtes zeigt die größten Effizienzgewinne bei der Schiene, die den Effizienzzuwachs auf der Straße deutlich übertreffen: Im Güterverkehr sind die spezifischen Verbräuche auf der Schiene zwischen 2005 und 2014 um mehr als 30 Prozent zurückgegangen, im Personenverkehr sogar um mehr als 40 Prozent. Diese Methode basiert auf den Durchschnittsverbräuchen je Personenkilometer im Personenverkehr bzw. je Tonnenkilometer im Güterverkehr und bezieht somit auch Effizienzverbesserungen durch Lastmanagement und die Verringerung von Leerfahrten im Güterverkehr mit ein.

Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch von neu zugelassenen Pkw und Kombis ist in den letzten Jahren zurückgegangen. Zwischen den Jahren 2008 und 2015 sank der Durchschnittsverbrauch insgesamt um 20 Prozent, wie die offiziellen Zahlen des Kraftfahrtbundesamt zeigen. Diese auf modellierten Herstellerangaben beruhenden Zahlen zum Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Fahrzeuge sind noch die einzig verfügbaren offiziellen Zahlen. Die Bundesregierung setzt sich daher insbesondere auf der EU- und internationalen Ebene dafür ein, dass die neue WLTP-Typgenehmigung für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge mit verbesserten Testverfahren und –parametern nun rasch zum Einsatz kommt, um die Repräsentativität der CO_2-Typprüfwerte zu erhöhen und eine verbesserte Reproduzierbarkeit zu gewährleisten. Im Ergebnis sollen sich die Verbraucher beim Fahrzeugkauf wieder stärker auf die Prüfdaten verlassen können (siehe Maßnahmenübersicht).

Eine Trendwende im Verkehr durch einen deutlich verringerten Energieverbrauch ist und bleibt ein Langzeitprojekt. Der Endenergieverbrauch im Verkehr entwickelt sich insgesamt gegenläufig zu den Zielen des Energiekonzepts. Effizienzsteigerungen konnten dabei bislang die Zunahme des Energieverbrauchs im Verkehr durch die deutlich gestiegenen Verkehrsleistungen nicht kompensieren. Die Bundesregierung hat mit der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) und dem Aktionsprogramm

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Klimaschutz 2020 daher bereits 2014 einen Mix aus Förderung, Beratung, Finanzierung und verbessertem Ordnungsrahmen geschaffen, der den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor weiter senken soll (siehe Kapitel 6.4). Im Fokus steht zudem bereits der Einsatz von technischen Innovationen durch die F&E-Förderung und Programme für deren Markteinführung (siehe Kapitel 13) sowie die Potenziale digitaler Lösungen (siehe Kapitel 11.2).

Mit dem automatisierten und vernetzten Fahren (AVF) wird die Mobilität im motorisierten Individualverkehr, im Güterverkehr und im öffentlichen Personenverkehr neu definiert. Die Bundesregierung hat mit der „Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren – Leitanbieter bleiben, Leitmarkt werden, Regelbetrieb einleiten“ Leitlinien beschlossen, um die Chancen der Mobilität der Zukunft zu nutzen. Die Mobilität der Zukunft soll sicher, sauber und effizient werden. Die Technik soll dazu beitragen, kritische Situationen und Unfälle zu vermeiden. Das automatisierte und vernetzte Fahren wird die Verkehrsflüsse deutlich verbessern. Dadurch können Staus und unnötige Brems- und Beschleunigungsvorgänge reduziert werden. Das kann zur Reduzierung mobilitätsbedingter Emissionen führen.

Angesichts des zunehmenden Transportbedarfs wird es wichtiger denn je, Verkehrsleistungen und Energieverbrauch voneinander zu entkoppeln. Der Projektionsbericht der Bundesregierung 2015 geht unter der Annahme einer wachsenden Wirtschaft insbesondere von einer starken Zunahme des Energieverbrauchs im Straßengüterverkehr bis 2035 aus. Selbst bei Umsetzung aller bis 2015 beschlossenen Maßnahmen würde er nur marginal zurückgehen. Zielverfehlungen drohen somit auch für die Zeit nach 2020, da auch bei alternativen Antrieben im Straßengüterverkehr sowie bei der Verlagerung auf den Schienengüterverkehr (siehe Kapitel 6.2 und 6.3) wesentliche Fortschritte zumindest kurz- und mittelfristig nicht abzusehen sind.

Die europäische Gesetzgebung zur Begrenzung der CO_2-Emissionen von Straßenfahrzeugen muss für die Zeit nach 2020 ambitioniert weiterentwickelt werden, um die Energieverbrauchs- und Klimaziele auf nationaler und europäischer Ebene zu erreichen. Die EU-Gesetzgebung zur Steigerung der Effizienz von Straßenfahrzeugen ist derzeit das wirksamste Instrument, um den Energieverbrauch zu vermindern und damit die Treibhausgase im Verkehrssektor signifikant zu reduzieren. Es ist entscheidend, dass diese auch für die Zeit nach 2020 konkret und für alle Fahrzeugarten weiterentwickelt wird. Denn die frühzeitige Vorgabe konkreter Effizienzziele für Neufahrzeuge ist ein zentraler Treiber für die beschleunigte Marktdurchdringung CO_2-effizienter Fahrzeuge (so auch der Elektromobilität siehe unter 6.2) und schafft Planungssicherheit für Industrie und Verbraucher.

Auch Potenziale zur Vermeidung von Transportbedarf bzw. zur Verringerung der Verkehrsleistung gilt es noch stärker auszuschöpfen. Dies kann durch eine Steigerung der Systemeffizienz im Verkehr, zum Beispiel mittels integrierter Raum- und Verkehrsplanung oder kompakter Wegeketten geschehen. Die Weiterentwicklung der MKS rückt solche Bereiche künftig stärker in den Fokus (siehe Maßnahmenübersicht).

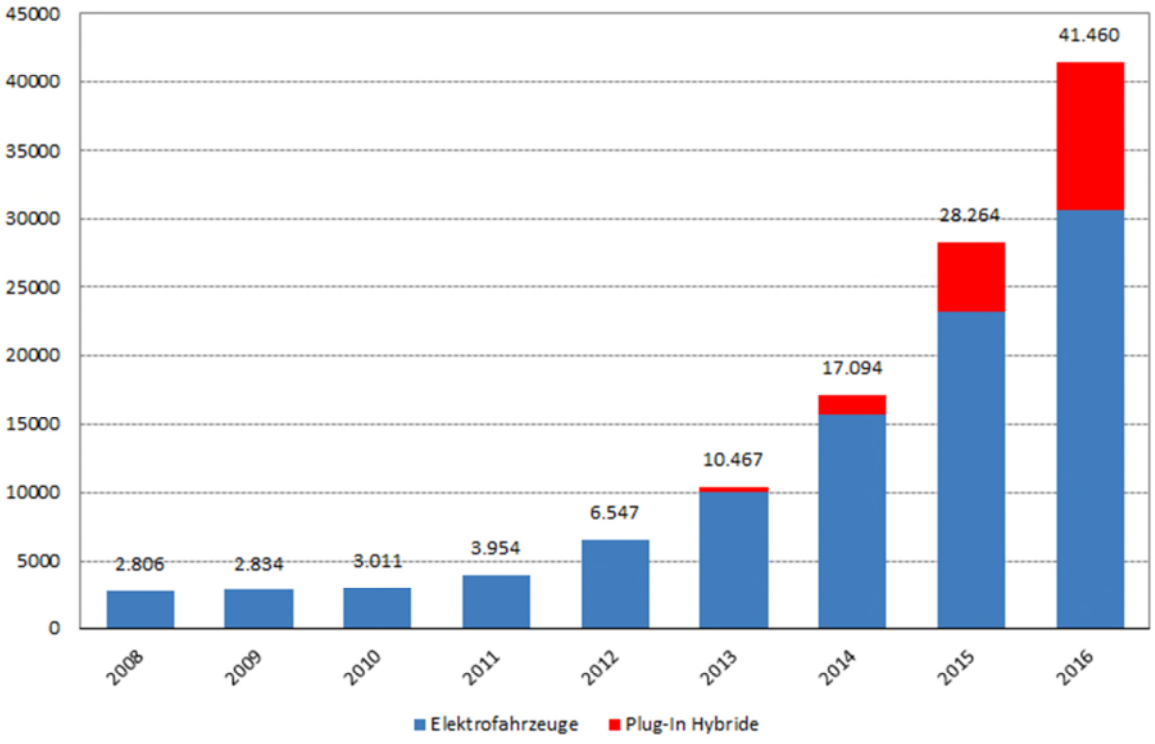
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

6.2 Alternative Kraftstoffe und innovative Antriebstechnologien

Die Energiewende im Verkehr wird nur mit deutlich gestiegenem Anteil alternativer und innovativer Antriebe gelingen. Das Energiekonzept setzt sich das Ziel von einer Million Elektrofahrzeugen auf deutschen Straßen bis 2020 und sechs Millionen bis 2030. Im Fokus des Konzepts steht auch, andere alternative Kraftstoffe in Verbindung mit innovativen Antriebstechnologien zu stärken und auszubauen. Elektromobilität und andere alternative Antriebe ermöglichen schon heute die CO_2-freie oder arme Fortbewegung. Ihr Anteil am Verkehrsaufkommen bleibt bisher jedoch insgesamt relativ gering.

Der Bestand an Fahrzeugen mit Elektroantrieb steigt rapide an, wenn auch bei insgesamt noch geringen Marktanteilen. Wie Abbildung 6.2 zeigt, waren 2015 rund 42.000 mehrspurige Kraftfahrzeuge mit batterieelektrischem Antrieb zugelassen, davon rund 11.000 extern aufladbare Hybride. Insgesamt stieg die Zahl der mehrspurigen Elektrofahrzeuge gegenüber dem Vorjahr um fast 50 Prozent an. Ihr Marktanteil lag jedoch weiter bei unter 1 Prozent der Neuzulassungen. Neben mehrspurigen Kraftfahrzeugen mit Elektroantrieb finden sich auch zunehmend Zweiräder mit Elektroantrieb wie Pedelecs und E-Bikes auf deutschen Straßen. Ihr Marktanteil stieg 2015 auf rund 13 Prozent an (ITD/ifeu 2015, ZIV).

Abbildung 6.2.: Bestand an mehrspurigen Elektrofahrzeugen



Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt 01/2016.
Ab 2012 einschließlich aufladbare Hybridfahrzeuge und „Range-Extender"-Fahrzeuge.

Die Zukunft der Mobilität ist elektrisch – nicht nur im Schienen-, sondern auch im Pkw-Verkehr. Jetzt geht es darum, die Marktentwicklung weiter zu beschleunigen. Seit 2010 hat sich die Zahl der Elektroautos insgesamt mehr als verzehnfacht. Ein Mobilitätsbild mit einer Million Fahrzeuge auf

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Elektrobasis wird bis 2020 nur mit erheblichen Anstrengungen auch seitens der Wirtschaft umgesetzt werden können. Leitanbieter auch bei Elektromobilität wird die Automobilindustrie in Deutschland zudem nur bleiben, wenn in Deutschland ein Markt für Elektrofahrzeuge entsteht. Mit dem Umweltbonus zum Kauf von Elektrofahrzeugen und dem Förderprogramm zum Aufbau von Ladeinfrastruktur, wie im Mai 2016 beschlossen, setzt die Bundesregierung deshalb ihr Bestreben fort, die Elektromobilität mit Batterie oder Wasserstoff-/Brennstoffzelle über alle Verkehrsträger massenmarktfähig zu machen (siehe Maßnahmenübersicht).

Mit mehr erneuerbaren Energien wird die Mobilität klimafreundlich. Der Erneuerbaren-Anteil im Verkehr liegt im Jahr 2015 bei 5,2 Prozent und soll weiter gesteigert werden (siehe Kapitel 3.4). Umso wichtiger ist zudem, dass die Erneuerbaren bei der Stromerzeugung stetig zunehmen (siehe Kapitel 3.2). Dies senkt die spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des in Elektroautos eingesetzten Stroms.

Neben dem Elektroantrieb spielen andere alternative Antriebsarten und alternative Kraftstoffe eine wichtige Rolle. Als vergleichsweise energieeffiziente Option ist die direkte Nutzung von erneuerbaren Energien zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors zu bevorzugen (siehe Kapitel 11.1). Wie eine Studie im Auftrag des BMVI zeigt, gehen Elektrifizierung durch Sektorkopplung und Energieeffizienz im Verkehrssektor Hand in Hand (DLR et al. 2016a). Dennoch sind Systemvoraussetzungen wie ausreichende Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien sowie eine leistungsfähige Stromnetzinfrastruktur für den potentiell starken Anstieg der Stromnachfrage erforderlich. Gleichzeitig hinken die Ausbauzahlen bei der Elektromobilität den Erwartungen noch hinterher. Dies macht es übergangsweise notwendig, alle vorhandenen Fahrzeugtechnologien und Kraftstoffe in Betracht zu ziehen, die sauberer und weniger CO_2-intensiv sind als konventionelle Antriebe. Dabei sind jedoch die teils langen Investitionszyklen im Verkehrsbereich zu berücksichtigen und Lock-In-Effekte in ineffiziente und emissionsintensive Technologien zu vermeiden.

Regenerativ erzeugte Kraftstoffe werden zunehmend für den Verkehr genutzt. Der Luft- und Schiffsverkehr können perspektivisch nur durch regenerativ erzeugte Kraftstoffe aus der Abhängigkeit von fossilen Kraftstoffen befreit werden. Da das Biomassepotenzial begrenzt ist, wird der überwiegende Teil dieser Kraftstoffe auf der Basis von regenerativ erzeugter elektrischer Energie hergestellt werden. Bei beiden Kraftstoffoptionen sind noch hinreichend Potenziale zur Effizienzsteigung bei der Produktion vorhanden. Dies betrifft insbesondere die bei beiden Arten notwendigen Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff. Die Bundesregierung wird ihre Anstrengungen bei der Forschung (insbesondere im Bereich der Material- und Oberflächenforschung von Elektrolyseuren erhöhen), damit diese Effizienzsteigerungspotenziale möglichst zeitnah gehoben werden.

Bei der Elektrifizierung des Verkehrs spielen Elektrobusse eine wichtige Rolle. Die Bundesregierung hat in den letzten Jahren zahlreiche Projekte zur Unterstützung der Elektrifizierung des straßengebundenen ÖPNV mit dem Ziel gefördert, emissionsarme und emissionsfreie Fahrzeuge rascher im Markt zu etablieren. Insbesondere im Bereich der batterieelektrischen Busse ist ein zunehmendes Marktangebot und ein steigendes Interesse der Verkehrsbetriebe zu beobachten, bis bin zu konkreten Beschaffungsplänen. Eine Studie im Auftrag des BMVI kommt zu dem Ergebnis, dass zudem besondere Potenziale von Hybrid-Oberleitungsbussen auf nachfragestarken Relationen bestehen (DLR et al. 2016b). Die Bundesregierung unterstützt den Einsatz von Hybrid-Oberleitungsbussen in drei Städten. Bei schweren Nutzfahrzeugen bestehen darüber hinaus durch die weitere Effizienzsteigerung der Verbrennungsmotoren und Getriebe, die Hybridisierung, die Verbesserung der Aerodynamik, den

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Einsatz rollwiderstandoptimierter Reifen, Anpassungen der Fahrzeuglänge sowie die Verwendung von Wasserstoff und Flüssigerdgas (LNG) bzw. EE-Methan in optimierten Gasmotoren noch Potenziale zur Reduktion der THG-Emissionen je Fahrzeugkilometer bzw. Tonnenkilometer in einer Größenordnung von ca. 30 Prozent bis 2030. Die weiteren erforderlichen Emissionsminderungen lassen sich auch hier u.a. durch den Einsatz elektrischer Antriebe erreichen. Diese werden derzeit schon bei schweren Nutzfahrzeugen im regionalen Lieferverkehr erprobt. Die Bundesregierung bereitet derzeit einen Feldversuch zum Hybrid-Oberleitungs-Lkw unter realen Bedingungen vor.

Die Zahl am Markt bereits verfügbarer Brennstoffzellenfahrzeuge wächst, ein Durchbruch braucht aber noch Zeit. Bei der mobilen Anwendung von Brennstoffzellen in Verbindung mit der Wasserstofftechnologie im Fahrzeug wird der elektrische Antrieb über eine Brennstoffzelle mit Strom versorgt, die mit Wasserstoff als Sekundärenergieträger betrieben wird. In Deutschland gibt es derzeit rund 500 Wasserstoff- bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge. Aus Forschungs- und Entwicklungsprojekten zur Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie sollen in Zukunft weitere marktfähige Produkte entstehen (siehe Kapitel 13).

Erdgas ist insbesondere im Schiffsverkehr ein Kraftstoff der Zukunft. Der Hauptvorteil von Erdgas ist ein deutlich geringerer Ausstoß von Schadstoffen. Die Erdgasmobilität bietet sich daher in Form von Flüssigerdgas (LNG) vor allem in der See- und Binnenschifffahrt an, um den Schiffdiesel und Schweröl abzulösen – also gerade da, wo bisher hohe Schadstoffemissionen anfallen. Im Straßengüterverkehr hingegen ist LNG in erster Linie eine Übergangstechnologie auf dem Weg hin zur möglichst umfassenden sukzessiven Elektrifizierung des Landverkehrs. Neben LNG bietet auch Erdgas (CNG) bei Pkw, dem nahräumlichen Verteilverkehr und dem öffentlichen Nahverkehr Potenziale, die kosteneffizient zur deutlichen Schadstoff- sowie zur teilweisen CO_2-Reduzierung beitragen können. Durch die Beimischung von Biomethan oder synthetischem Methan können Erdgasfahrzeuge ähnlich klimafreundlich wie E-Fahrzeuge (abhängig vom Strommix) betrieben werden. Vom Einsatz dieser alternativen Kraftstoffe unberührt bleibt die Frage des Energieverbrauchs, der nach wie vor in der Größenordnung heutiger fossiler Kraftstoffe liegt.

Die Zahl der Erdgasfahrzeuge liegt bei rund 100.000. Die Anzahl der jährlichen Neuzulassungen unterliegt starken Schwankungen. Der Bundestag hat die Bundesregierung aufgefordert, einen Gesetzentwurf zur Verlängerung der Energiesteuerbegünstigung auf Erdgas und Flüssiggas vorzulegen. Dies ist durch den Referentenentwurf des Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes, der sich derzeit in der Ressortabstimmung befindet, geschehen. Im Rahmen des Branchendialogs Fahrzeugindustrie wurde im Dezember 2015 zudem ein Erdgasanteil von 4 Prozent im Kraftstoffmarkt im Straßenverkehr bis 2020 vereinbart. Das BMVI hat dazu eine Taskforce zu LNG in schweren Nutzfahrzeugen und das BMWi den Runden Tisch Erdgasmobilität einberufen (siehe Maßnahmenübersicht).

Die Infrastruktur für alternative Antriebsarten erfordert einen beschleunigten Ausbau und einheitliche Standards.

- Das Laden von Elektrofahrzeugen erfolgt bisher überwiegend zu Hause, ergänzt im Idealfall durch ein entsprechendes Angebot an der Arbeitsstätte. Ende 2015 waren in Deutschland 5.836 Ladepunkte öffentlich zugänglich. Mit Stand Juli 2016 ist die Anzahl laut Angaben der Energiewirtschaft (BDEW-Erhebung) bis auf 6.517 öffentlich zugängliche Ladepunkte angewachsen, davon 230 Schnellladepunkte. Die meisten dieser Ladepunkte befinden sich in

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

den Regionen, in denen Demonstrationsprojekte durchgeführt wurden. Die Schnellladepunkte sind derzeit vor allem an den Metropolen verbindenden Achsen zu finden.

- Mit Stand Juni 2016 sind nach Angaben der Nationalen Organisation für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) 21 Wasserstofftankstellen für Brennstoffzellenfahrzeuge in Betrieb bzw. fertiggestellt. Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur erfolgt in Deutschland durch die Industrie. Mit der hierfür gegründeten H2 Mobility Deutschland GmbH und Co. KG haben die beteiligten Unternehmen die organisatorische Grundlage für den Aufbau eines flächendeckenden Netzwerks von Wasserstofftankstellen und damit eine landesweite Versorgung mit Wasserstoff geschaffen. Im Rahmen der Fortführung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) mit der Programmlaufzeit 2016 bis 2025 kann der Aufbau einer Wasserstoffversorgung für Brennstoffzellenfahrzeuge unterstützt werden (siehe Kapitel 13).
- Das Tankstellennetz für komprimiertes Erdgas (CNG) umfasste nach Erhebungen der Initiative Erdgasmobilität Anfang 2016 über 900 Stationen, die überwiegend in bestehende Tankstellen integriert wurden. In Ulm wurde 2016 die erste LNG-Tankstelle für Lkw eröffnet. An einigen Häfen kann bereits LNG gebunkert werden.

Wesentliche Grundlage für Fortschritte ist neben den laufenden Maßnahmen zum Aufbau von Ladeinfrastruktur die Ladesäulenverordnung, mit der die Bundesregierung die technischen Mindestanforderungen der EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe 2014 umgesetzt hat. Die Weiterentwicklung dieser Richtlinie und andere Maßnahmen sind für 2016 geplant und werden von der Bunderegierung aktiv unterstützt und gestaltet (siehe Maßnahmenübersicht).

6.3 Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger

Die Verlagerung von Teilen des Verkehrs auf Schiene und öffentliche Verkehrsmittel ist wichtiger Faktor für die Energiewende im Verkehr. Laut Energiekonzept sollen die notwendigen Voraussetzungen für eine Verlagerung auf umweltfreundlichere Mobilitätsformen als Alternative zum motorisierten Individualverkehr geschaffen werden. Studien im Auftrag des BMVI kommen zu dem Ergebnis, dass insbesondere im Schienengüter- und im Personennahverkehr, aber auch im Personenfernverkehr bis 2030 erhebliche Einsparungen beim Endenergieverbrauch und bei den CO_2-Emissionen möglich und machbar (DLR et al. 2016c, d) seien. Diese lassen sich laut der Studien zudem realisieren, ohne auf ordnungs- und steuerliche Maßnahmen sowie auf eine Kofinanzierung des laufenden Betriebs zurückzugreifen. Eine eingehende Diskussion der Studienergebnisse innerhalb der Bundesregierung steht aus.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Tabelle 6.1: Reduktion des Endenergieverbrauchs durch Nutzung der Verlagerungspotenziale auf die Schiene

Verkehrsträger	**Reduktion Endenergieverbrauch in 2030 gemäß Studien DLR in PJ gegenüber 2010**	**Reduktion CO_2-Emissionen in 2030 gemäß Studien DLR in Mio. t gegenüber 2010**
Güterverkehr	98	8,5
Personenfernverkehr	15	1,2
Personennahverkehr	102	8,6
Summe Verkehr	**215**	**18,3**

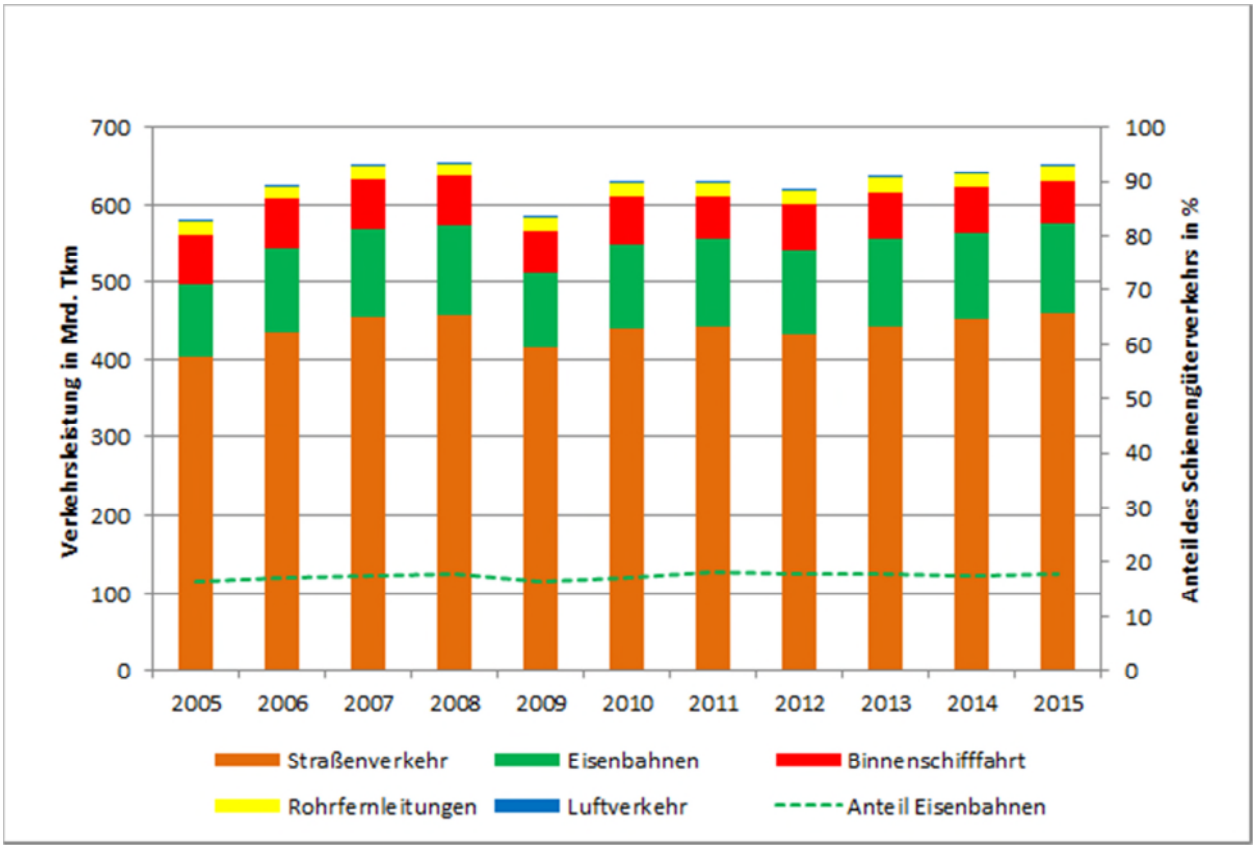
Quelle: DLR et al. 2016c, d.

Die Verlagerung auf die Schiene könnte demnach signifikant zur Zielerreichung einer 40 bis 42-prozentigen Reduktion der verkehrlichen Treibhausgasemissionen im Zeitraum 1990-2030 beitragen, wie es im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung vereinbart wurde. In punkto Endenergieverbrauch könnte die Verlagerung auf die Schiene ebenfalls zur 20-prozentigen Reduktion des Endenergieverbrauchs im Zeitraum 2005-2030 beitragen. Dies wiederum wäre die lineare Interpolation einer Reduktion des Endenergieverbrauchs um 40 Prozent im Zeitraum 2005 bis 2050, wie es das Energiekonzept der Bundesregierung fordert.

In den vergangenen Jahren hat die Verkehrsleistung des Schienengüterverkehrs insgesamt zugenommen, sein Anteil an der gesamten Güterverkehrsleistung stagnierte jedoch. Aufgrund der stark anwachsenden Verkehrsleistungen im Güterverkehr in den vergangenen Jahren sowie aufgrund der dominierenden Rolle des Straßengüterverkehrs sind die CO_2-Emissionen sowie der Endenergieverbrauch des Güterverkehrs in Deutschland in den letzten Jahren leicht gestiegen. Eine Fortsetzung dieses Trends sieht die Verkehrsprognose 2030 in den kommenden Jahren. Darüber hinaus geht der Projektionsbericht 2015 davon aus, dass auch die bis einschließlich 2014 beschlossenen Maßnahmen genauso wie Effizienzsteigerungen im Straßenverkehr (siehe Kapitel 6.1) nicht ausreichen werden, um die Ziele beim Energieverbrauch und den CO_2-Emissionen im Güterverkehr zu erreichen. Eine stärkere Nutzung des Verkehrsträgers Schiene könnte zur Zielerreichung beitragen, sofern die entsprechende Infrastruktur, rollendes Material sowie Logistikkonzepte vorhanden sind, da ein Großteil der Züge bereits elektrisch fährt und damit eine beachtliche Energieeffizienz aufweist. Auch wächst der Anteil erneuerbarer Energien am Bahnstrommix kontinuierlich. Mit 116,6 Milliarden Tonnenkilometern ist die Schienengüterverkehrsleistung absolut gesehen um rund 20 Prozent höher als 2005 und 4 Prozent höher als 2014. In den vergangen Jahren veränderte sich der Anteil des Schienengüterverkehres an der gesamten Güterverkehrsleistung jedoch kaum, so lag er auch 2015 weiterhin unter 20 Prozent.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 6.3.: Anteil des Schienengüterverkehrs an der gesamten Güterverkehrsleistung



Quelle: Verkehr in Zahlen 10/2015.

Um die Wettbewerbsposition des Schienengüterverkehrs gegenüber dem Straßengüterverkehr zu erhöhen, bedarf es eines automatisierten und digitalisierten Schienengüterverkehrs. Studien im Auftrag des BMVI kommen zu dem Ergebnis, dass ein bis 2030 automatisierter und digitalisierter Schienengüterverkehr seine Verkehrsleistung – bei entsprechend ausgestalteten Rahmenbedingungen – annähernd verdreifachen könne. Hierzu wären erhebliche Investitionen in die Schieneninfrastruktur, in Innovationsprogramme, in das rollende Material sowie in neue Logistikkonzepte für den kombinierten Verkehr einschließlich entsprechender Umschlagterminals auch im kontinentalen Kombinierten Verkehr sowie unterhalb einer Container-Komplettladung notwendig (DLR et al. 2016c). Studien im Auftrag des BMUB/UBA gehen selbst unter für den Schienenverkehr günstigen Annahmen und unter Ergreifung preissteuernder Maßnahmen lediglich von maximal rund 50 bis 80 Prozent steigender Schienengüterverkehrsleistung aus (UBA 2016d, e; Öko-Institut et al. 2016). Um die Verlagerungspotenziale wie in Tabelle 6.2 zu realisieren, sind erhebliche jährliche Zusatzinvestitionen in die Schieneninfrastruktur notwendig (DLR et al. 2016c, d). Darüber hinaus unterstützt die Bundesregierung den Neu- und Ausbau von Umschlaganlagen des Kombinierten Verkehrs sowie von Gleisanschlüssen bei privaten Unternehmen mit finanziellen Zuschüssen für die Errichtung der Infrastruktur (siehe Maßnahmenübersicht).

Obwohl die Personenverkehrsleistung im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) insgesamt zunimmt, verändert sich sein Anteil am gesamten Personenverkehr kaum. In Deutschland werden gerade die kurzen Wege mit dem Auto zurückgelegt. Diese machen den Großteil von Verbrauch und Emissionen im Personenverkehr aus. Täglich nutzen rund 30 Millionen Fahrgäste den ÖPNV und vermeiden dadurch rein rechnerisch rund 20 Millionen Pkw-Fahrten. Von 2006 bis 2014 sind die

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Fahrgastzahlen im ÖPNV um rund 7 Prozent gestiegen. Der ÖPNV liegt mit 110,3 Personenkilometern im Jahr 2015 um rund 12 Prozent höher als 2005 und um rund 0,6 Prozent niedriger als 2014. Der Anteil des ÖPNV am gesamten Personenverkehr bewegt sich trotz Anstiegstrend seit einigen Jahren konstant unter 10 Prozent.

Um die Chancen des öffentlichen Verkehrs stärker zu nutzen, muss er konsequent und flächendeckend gestärkt werden. Gemäß Studien im Auftrag des BMVI und des BMUB bestehen vielfältige Optionen, um die Potenziale des ÖPNV stärker zu nutzen (DLR et al. 2016e; Öko-Institut et al. 2016). Die Studie des Öko-Instituts kommt zu dem Ergebnis, dass insbesondere eine stärkere Parkraumbewirtschaftung die Wettbewerbsfähigkeit des ÖPNV verbessern kann. Die Autoren verweisen diesbezüglich auf die Moderations- und Koordinationsfunktion des Bundes und fordern u.a. die „Entwicklung einer Nationalen ÖPNV-Strategie“. Die Zuständigkeit für Planung, Ausgestaltung, Organisation und Finanzierung des ÖPNV einschließlich des Schienenpersonennahverkehrs liegt jedoch bei den Ländern bzw. den Kommunen. Um dies zu unterstützen, wird der Bund den Ländern im Jahr 2016 Mittel in Höhe von 8,2 Milliarden Euro zur Verfügung stellen. Ab dem Jahr 2017 steigt dieser Betrag bis einschließlich zum Jahr 2031 um jährlich 1,8 Prozent an. Außerdem erhalten die Länder jährlich Kompensationszahlungen zur Verbesserung der Verkehrsverhältnisse in den Gemeinden von rund 1,336 Milliarden Euro nach dem Entflechtungsgesetz sowie Bundesfinanzhilfen in Höhe von 332,6 Millionen Euro auf Grund des GVFG-Bundesprogramms. Diese Zahlungen laufen auf Grund der Föderalismusreform I nur noch bis einschließlich 2019. Bund und Länder haben im Oktober 2015 vereinbart, die Mittel des GVFG-Bundesprogramms dauerhaft über 2019 hinaus fortzuführen. Die weiteren Schritte zur Umsetzung werden derzeit auf Bundesebene abgestimmt. Im Rahmen der Verhandlungen über die Neuordnung der Bund-Länder-Finanzen im Oktober 2016 ist darüber hinaus beschlossen worden, dass die Länder für den Wegfall der Entflechtungsmittel eine entsprechende Kompensation im Rahmen von allgemeinen Zahlungen aus dem Umsatzsteueraufkommen erhalten.

Der Ausbau des ÖPV sollte in Zukunft seinen Beitrag zur Erreichung der Energiewende-Ziele erhöhen. Die Bundesregierung hat deshalb im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 festgelegt, den ÖPV klimafreundlicher zu gestalten. Unter anderem unterstützt der Bund die Länder und Kommunen weiterhin in erheblichem Umfang bei der Finanzierung des Öffentlichen Personennahverkehrs. Nicht zuletzt fördert die Bundesregierung das betriebliche Mobilitätsmanagement sowie Innovationen im ÖPNV, wie etwa ein verbessertes Fahrgastinformationssystem und elektronische Tickets. Mit der Initiative Digitale Vernetzung im Öffentlichen Personenverkehr werden solche Aktivitäten unterstützt. Damit die oben genannten Verlagerungspotenziale im Personennah- und -fernverkehr Realität werden, wird die Bundesregierung in den kommenden Jahren den Deutschland-Takt umsetzen. Darüber hinaus sollten der Ausbau der Straßen-, Stadt- und U-Bahnnetze und die Elektrifizierung des städtischen Busverkehrs weiter vorangebracht werden.

Der Bundesverkehrswegeplan (BVWP) besitzt als zentrales Infrastrukturinstrument das Potenzial, die Verlagerung auf effiziente und emissionsarme Verkehrsträger voranzutreiben. Der im August 2016 verabschiedete Bundesverkehrswegeplan 2030 legt jeweils den Ausbau der Verkehrsinfrastruktur für die nächsten 15 Jahre fest. Er richtet seinen Fokus insbesondere auf diejenigen Ziele der Verkehrspolitik, die durch die Weiterentwicklung der Verkehrsinfrastruktur konkret beeinflusst werden können. So sind eine reibungslose Mobilität im Personenverkehr und ein leistungsfähiger Güterverkehr elementar von einer starken Infrastruktur abhängig. Der BVWP 2030 sowie die daraus abgeleiteten Ausbaugesetze beeinflussen zudem den Energieverbrauch im Verkehrssektor und somit die Erreichung der Ziele der

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Energiewende in diesem Sektor bis 2030 und darüber hinaus. Potenzial dazu bieten die Projekte des BVWP 2030 zur Verlagerung des Güterverkehrs von der Straße auf die Schiene, die Elektrifizierung von Zugstrecken sowie die Einführung des Deutschlandtaktes. Erstmalig findet auch die Radverkehrsinfrastruktur Erwähnung, insbesondere eine zukünftig stärkere Beteiligung des Bundes am Bau von Radschnellwegen. Die im BVWP enthaltenen Projekte im Schienen- und Wasserstraßennetz führen zu einer Verlagerung von Verkehrsströmen, so dass sich der Energieaufwand und damit die CO2-Emissionen des Verkehrs vermindern. In der Summe ergibt sich durch den BVWP 2030 eine Einsparung von bis zu 0,4 Mio. Tonnen CO2 pro Jahr. Dies entspricht rund 0,24 Prozent der derzeitigen Emissionen des Verkehrssektors. Diese Einsparung bei den CO2-Emissionen ist Ergebnis einer Stärkung der klimafreundlichen Verkehrsträger.

6.4 Instrumentenmix im Verkehr

Das BMVI wurde im vierten Monitoring-Bericht gebeten, die Wirksamkeit neuer Maßnahmen hinsichtlich der Zielerreichung im Verkehrsbereich im vorliegenden fünften sowie in den nächsten Monitoring-Berichten darzustellen und gegebenenfalls weitere Maßnahmen zu ergreifen.

Die bislang beschlossenen verkehrlichen Maßnahmen bewirken nach Einschätzung des vom BMVI beauftagen wissenschaftlichen Beratungskonsortiums der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie eine Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr im Zeitraum 2005 bis 2020 um 148 PJ. Dies entspricht einer Reduktion um 5,7 Prozent. Ursächlich für die Zielabweichung gegenüber der anvisierten Reduktion um 10 Prozent ist unter anderem die mittlerweile schwächer eingeschätzte Wirkung einer CO_2- bzw. energieeffizienzgespreizten Lkw-Maut als Ersatz der derzeitigen schadstoffgespreizten Lkw-Maut.

Zentrale Maßnahmen im Verkehrssektor

Verbrauch/Effizienz/Klimaschutz

Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) 2013

- **Ziele:** Die vom Bundeskabinett im Juni 2013 beschlossene Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) wird als ein wichtiges Umsetzungsinstrument für die Energiewende im Verkehr im Sinne der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie fortgesetzt. Sie gibt bislang einen Überblick über Technologien sowie Energie- und Kraftstoffoptionen der verschiedenen Verkehrsträger.
- **Inhalte**: Die MKS zeigt in Form einer „lernenden Strategie“ Wege auf, wie die Energiewende im Verkehr langfristig umgesetzt werden kann. Eine zentrale Rolle spielt die Frage, an welchen Stellen der Verbrennungsmotor sukzessive durch den Elektromotor ersetzt werden kann. Zum einen, weil die Energieeffizienz Elektromotors mindestens doppelt so groß ist wie die des Verbrennungsmotors. Zum anderen, weil sich erneuerbare Energien deutlich leichter in den Elektromotor als in den Verbrennungsmotor integrieren lassen. Um die Ziele des Energiekonzepts der Bunderegierung zu erreichen, sollten sukzessive möglichst große Teile des Landverkehrs elektrifiziert werden. Wesentliche Komponenten hierzu sind die Förderung der Elektromobilität mit Batterie- und Brennstoffzelle sowie die Intensivierung der Verlagerungsbemühungen auf den Schienenverkehr.

Neues weltweites Prüfverfahren „World Harmonised Light Vehicle Test Procedure(WLTP)

- **Ziele:** Repräsentativere und reproduzierbarere Werte der CO_2-Emissionen und des Kraftstoffverbrauchs zur Verfügung stellen, damit Kraftstoffverbräuche der Fahrzeuge im Test

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

wieder stärker mit den Werten korrelieren, die Fahrzeugnutzer im Straßenverkehr feststellen.
Inhalte: Auf der Grundlage dieses neuen Verfahrens werden die Abgas- und Verbrauchsnormen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge für die Zeit nach 2020 festgelegt, wobei den strengeren Anforderungen dieses Verfahrens Rechnung getragen werden muss**.** Der neue Testzyklus wird sich nach Änderung der entsprechenden EU-Richtlinie auch in der Pkw-Energieverbrauchskennzeichnung (dem Pkw-Label) wiederfinden und die Glaubwürdigkeit und damit Wirksamkeit des Labels erhöhen.

Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren

- **Ziel:** Schaffung von Rahmenbedingungen und erforderlichen Voraussetzungen für die Einführung von Systemen des automatisierten und vernetzten Fahrens in Verbindung mit Intelligenten Verkehrssystemen (IVS)
- **Inhalt:** Umsetzung von Maßnahmen in den Handlungsfeldern Infrastruktur, Recht, Innovation, Vernetzung, Cyber-Sicherheit und Datenschutz sowie gesellschaftlicher Dialog, um die Potenziale der Technologien –Erhöhung der Verkehrssicherheit, Erhöhung der Verkehrseffizienz, Reduzierung der mobilitätsbedingten Emissionen sowie Stärkung des Innovations- und Wirtschaftsstandorts Deutschland – zu heben.

Reform der EU-Verordnungen zur Verringerung der CO_2-Emissionen bei neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen

- **Ziele:** Neue CO_2-Flottenzielwerte für die Zeit nach 2020
- **Inhalte/Stand:** Die Novellierung der EU-Verordnung für CO_2-Emissionen bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen wird im ersten Quartal 2017 erwartet.

EU-Verordnung zur Verringerung der CO_2-Emissionen bei schweren Nutzfahrzeugen (SNF)

- **Ziele:** Neue CO_2-Flottenzielwerte für die Zeit nach 2020
- **Inhalte/Stand:** Die SNF-Verordnung wird nicht vor 2020 erwartet.

EU-Verordnung zu nationalen THG-Minderungsbeiträgen außerhalb des ETS 2021-2030 (non-ETS)
(siehe Kapitel 12.1)

Elektromobilität – Alternative Kraftstoffe – Tank- und Ladeinfrastruktur

Marktanreizpaket Elektromobilität

- **Ziele:** Ausbau der Elektromobilität und der Ladeinfrastruktur beschleunigen.
- **Inhalte:** Zur beschleunigten Marktentwicklung für Elektrofahrzeuge werden die entsprechenden Fördermittel um insgesamt 1,6 Milliarden Euro (zusammen mit den von der Wirtschaft bereitgestellten Mitteln von 600 Millionen Euro) erhöht. Es wird eine Kaufprämie für Neufahrzeuge in Höhe von 4000 Euro (reine Elektrofahrzeuge) und für Plug In-Hybride in Höhe von 3000 Euro gezahlt. Die Gesamtfördersumme ist auf 1,2 Milliarde Euro festgelegt. Davon übernehmen der Bund und die Automobilindustrie jeweils die Hälfte der Kosten. Zur Verbesserung der Ladeinfrastruktur stellt der Bund 300 Millionen Euro zur Verfügung.
- **Stand**: Beschlossen im Mai 2016. Autokäufer können ihre Anträge seit dem Juli 2016 beim Bundesamt Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) stellen. Anträge im September 2016: rund 3000. Um die Versorgung von Elektrofahrzeugen auch für längere Fahrten zu ermöglichen, werden seit Herbst 2016 die rund 430 bewirtschafteten Rastanlagen auf den Bundesautobahnen mit Schnellladesäulen ausgestattet.

Förderprogramm „Elektromobilität vor Ort“

- **Ziele:** Unterstützung des Markthochlaufs von Elektrofahrzeugen durch die Unterstützung der Beschaffung im kommunalen Kontext und damit verbundener Maßnahmen zum Aufbau von

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Ladeinfrastruktur. Förderung von strategischen Forschungs- und Demonstrationsvorhaben im ÖPNV und mit elektrischen Liefer- oder Nutzfahrzeugen.
- **Inhalte/Stand:** Als Ergebnis der ersten Förderaufrufe wurden seit Juni 2015 durch das BMVI Förderbescheide für rund 100 Vorhaben ausgereicht.

Förderprogramm "Erneuerbar Mobil"
- **Ziele:** Das Elektroauto als marktfähige Umweltinnovation voranbringen.
- **Inhalte/Stand**: BMUB hat im Rahmen der Förderbekanntmachung vom Oktober 2015 zur Einreichung von Projektskizzen aufgefordert.

Runder Tisch Erdgasmobilität
- **Ziele:** Den Dialog zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern organisieren und bis Ende Januar 2017 zusammen mit dem BMWi ein Maßnahmenpaket erarbeiten, um das 4-Prozent-Ziel für die Erdgasmobilität zu erreichen.
- **Stand:** Die erste Sitzung des Runden Tisches fand im September 2016 statt. Als erster Schritt sollen eine Reihe von Fokusregionen in Deutschland identifiziert werden, in denen die Nutzung von Erdgasfahrzeugen und der Infrastrukturausbau besonders schnell vorangebracht werden sollen.

Taskforce LNG in schweren Nutzfahrzeugen
- **Ziel:** Beschleunigung der Markteinführung von LNG im schweren Güterverkehr.
- **Stand:** Nach Gründung auf Initiative des BMVI im November 2015 erfolgt die Arbeit im Wesentlichen in drei Themenbereichen: 1. Maßnahmenentwicklung für die Entwicklung des LNG-Marktes in Deutschland; 2. Bewertung der Umwelt- und Klimaauswirkungen sowie Beurteilung der Wirtschaftlichkeit auf Basis von Praxiswerten aus den BMVI-Demonstrationsprojekten; 3. Erstellung einer Informationsgrundlage zu Wirtschaftlichkeits- und Umsetzungsaspekten für Nutzer von LNG-Lkw**.**

Projekt H2-Mobility
- **Ziele:** Aufbau von 400 Wasserstofftankstellen bis zum Jahr 2025 in Deutschland. Der Aufbau der ersten 100 Tankstellen erfolgt unabhängig vom Fahrzeughochlauf (Henne-Ei-Problem).
- **Stand:** Die ersten 50 Wasserstofftankstellen werden von der Bundesregierung im Rahmen des NIP ko-finanziert.

EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe 2014
- **Ziele**: Aufbau einer angemessenen Mindestausstattung an Tank- und Lademöglichkeiten für alternative Kraftstoffe sowie Schaffung notwendiger Mindeststandards sowohl technischer Art als auch in Bezug auf Verbraucherinformation.
- **Inhalte/Stand**: Die Umsetzung der Richtlinie ist Bestandteil der MKS, da der zügige Aufbau einer leistungsfähigen Tank- bzw. Ladeinfrastruktur für alternative Kraftstoffe ein Kernelement der Energiewende im Verkehrsbereich ist. Im November 2016 wurde der vom Bundeskabinett beschlossene Nationale Strategierahmen bei der EU-Kommission eingereicht. Die Maßnahmen des Strategierahmens werden in der jeweiligen Ressortzuständigkeit umgesetzt.

Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger

Förderung von Investitionen in die Schieneninfrastruktur
- **Ziele:** Verstetigung des Investitionsvolumens bis 2030 auf hohem Niveau.
- **Inhalte/Stand:** Nach Maßgabe des Bundesverkehrswegeplanes und der entsprechenden Ausbaugesetze.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Nationaler Radverkehrsplan 2020 (NRVP 2020)

- **Ziele:** Die Radverkehrsförderung ist ein gemeinsames Anliegen von Bund, Ländern und Kommunen.
- **Volumen:** Die Bundesmittel für nicht-investive innovative Projekte 2016 beliefen sich auf 3,2 Millionen Euro. Darüber hinaus wurden Radwege im Zuge von Bundesfernstraßen mit 98 Millionen Euro gefördert. Für die Ertüchtigung von Betriebswegen an Bundeswasserstraßen wurden weitere 1,2 Millionen Euro bereitgestellt. Im Haushalt 2017 sind Beträge in gleicher Höhe eingestellt. Hinzu kommen jährlich rund 1,3 Milliarden Euro aus dem Bundeshaushalt unter anderem zur Verbesserung der Verkehrsverhältnisse der Gemeinden (sog. „Entflechtungsmittel“). Diese Mittel werden in der bisherigen Höhe bis 2019 weitergeführt und sind auch für die Radverkehrsinfrastruktur verwendbar.

BVWP 2030

- **Ziele:** Erhalt und Ersatz vor Aus- und Neubau, Engpassbeseitigung auf Hauptachsen, Stärkung der umweltfreundlicheren Verkehrsträger.
- **Inhalte/Stand:** Der BVWP 2030 wurde im August 2016 im Kabinett beschlossen. Die vom Bundestag beschlossenen Ausbaugesetze sind die Grundlage für die Finanzierung und Realisierung der Projekte im Bereich Aus- und Neubau.
- **Volumen:** Insgesamt sind über 270 Milliarden Euro für den Erhaltung und Ersatz sowie Aus- und Neubau bei den Verkehrsträgern Straße, Schiene und Wasserstraße vorgesehen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

7 Treibhausgasemissionen und Umweltwirkungen

- **Wo stehen wir?**
  - Nach einem deutlichen Rückgang zwischen den Jahren 2013 und 2014 sind die Treibhausgasemissionen 2015 gegenüber dem Vorjahresniveau leicht angestiegen. Insgesamt sind die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um geschätzt 27,2 Prozent gesunken.
  - Der Klimaschutzbericht 2016 zeigt, dass die Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 bereits wirken, ein erheblicher Beitrag zur Schließung der Klimaschutzlücke erwartet werden kann und eine Zielerreichung weiterhin möglich ist.
  - Die Bundesregierung bekräftigt die Notwendigkeit einer konsequenten Umsetzung der beschlossenen Maßnahmen, um die von ihr beschlossenen Minderungsbeiträge der Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 tatsächlich zu erreichen.

Was ist neu?

- Im Lichte der Ergebnisse des Klimaschutzübereinkommens von Paris hat die Bundesregierung im November 2016 einen nationalen Klimaschutzplan 2050 beschlossen.

	2015	2020	2030	2040	2050
TREIBHAUSGASEMISSIONEN					
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)	-27,2%*	mind. -40%	mind. -55%	mind. -70%	-80 bis -95%

* Vorläufiger Wert für 2015.

UN-Klimakonferenz in Paris 2015

Am 12. Dezember 2015 hat die 21. Konferenz der Vertragsstaaten des Klimarahmenübereinkommens (COP21) in Paris ein neues Übereinkommen zum Klimaschutz angenommen. Das **Übereinkommen von Paris** und die begleitenden Entscheidungen bilden ein anspruchsvolles Klimaregime mit folgenden Meilensteinen für den Klimaschutz:

- Alle 197 Vertragsstaaten – Industrie-, Schwellen- und Entwicklungsländer – haben sich zum Handeln verpflichtet, nicht wie bisher nur die Industrieländer.
- Die Vertragsparteien verpflichten sich unter anderem, fortlaufend ambitioniertere Maßnahmen zu ergreifen, um die Erderwärmung deutlich unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu halten. Es sollen Anstrengungen unternommen werden, um den Temperaturanstieg auf 1,5°C zu begrenzen.
- Um die Erfüllung dieses Langfristziels zu kontrollieren, findet alle fünf Jahre, beginnend 2018, ein globaler Überprüfungsprozess statt ("Ambitionsmechanismus"). Die nationalen Klimaschutzbeiträge müssen ab 2025 alle fünf Jahre fortgeschrieben werden.
- Entwicklungsländer werden bei Minderung und Anpassung von den Industrieländern durch Technologieentwicklung und -transfer, durch Kapazitätsaufbau sowie durch finanzielle Hilfe jährlich unterstützt. Die 2009 gegebene Zusage, ab 2020 jährlich 100 Milliarden Dollar für Klimafinanzierung bereitzustellen, wird bis 2025 fortgeschrieben.

Das Paris-Übereinkommen ist im November 2016 in Kraft getreten: Bis zum 5. Oktober 2016 haben, mit der Ratifikation durch die Europäische Union und einige Mitgliedstaaten, darunter Deutschland, mehr als 55 Staaten, die mehr als 55 Prozent der weltweiten Treibhausgasemission ausstoßen, das

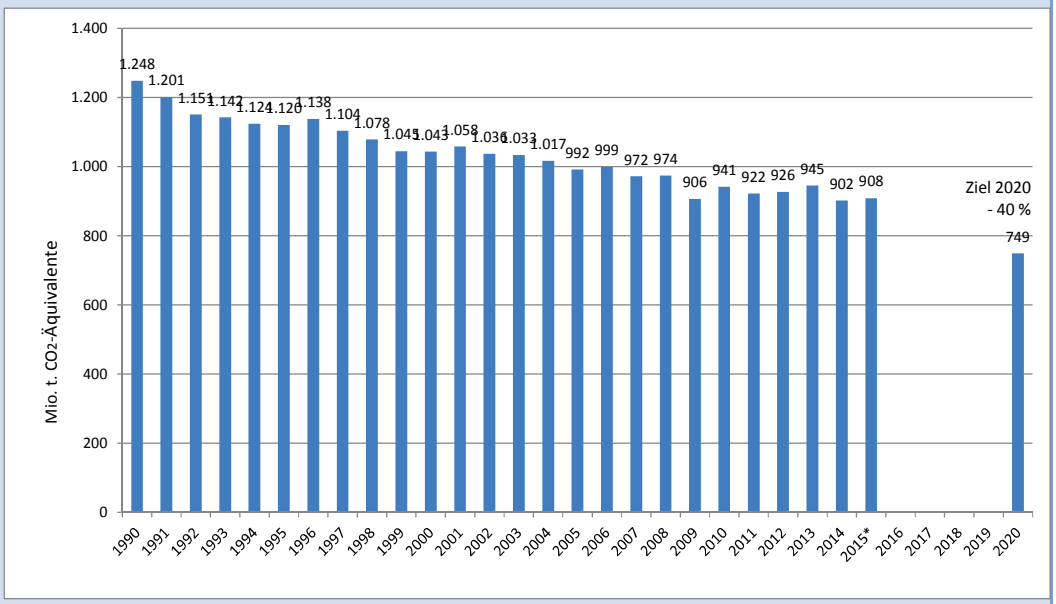
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Paris-Übereinkommen ratifiziert. Zur Umsetzung der Klimaschutzziele auf europäischer Ebene wird auf Kapitel 12 verwiesen.

7.1 Gesamte Treibhausgasemissionen

Seit 1990 sind die gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland nach erster Schätzung des Umweltbundesamtes 2015 um mehr als 27 Prozent bzw. insgesamt 340 Millionen t CO_2-Äquivalente gesunken. Nach diesen Schätzungen wurden im Jahr 2015 Treibhausgase im Umfang von rund 908 Millionen t CO_2-Äquivalente emittiert. Das sind 0,7 Prozent mehr als im Vorjahr (siehe Abbildung 7.1). Nach dem deutlichen Rückgang der Emissionen im Jahr 2014 liegen die Treibhausgasemissionen trotz des Anstiegs noch deutlich unter dem Niveau des Jahres 2013. Von den Gesamtemissionen des Jahres 2015 entfallen auf die Energiewirtschaft mit etwas über 39 Prozent die meisten Treibhausgase. Zweitgrößter Verursacher von Emissionen war die Industrie mit 20 Prozent, gefolgt vom Verkehr mit 18 Prozent und privaten Haushalten mit fast 10 Prozent. Die Sektoren Landwirtschaft und GHD tragen mit 8 Prozent bzw. rund 4 Prozent zu den Gesamtemissionen bei. Die übrigen Emissionen (gut 1 Prozent) stammen im Wesentlichen aus der Abfallwirtschaft.

Abbildung 7.1: Zielsteckbrief: Treibhausgasemissionen in Deutschland

Ziel 2020	**Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent (ggü. 1990)**
Status 2015	- 27,2 Prozent*
	 Quelle: Umweltbundesamt 03/2016. *Vorläufiger Wert für 2015.
Trend	
Maßnahmen	Aktionsprogramm Klimaschutz 2020

Im Vergleich zum Vorjahr gingen die Emissionen der Energiewirtschaft leicht zurück, Haushalte und Verkehr hingegen emittierten deutlich mehr als im Vorjahr. Den stärksten Anstieg im Vergleich zum Vorjahr verzeichneten die privaten Haushalte mit fast 4 Prozent, da aufgrund der kühleren Witterung

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

mehr Heizenergie benötigt wurde. Auch der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor verursacht aus diesem Grund 5 Prozent höhere Emissionen als im Vorjahr. Der Treibhausgas-Ausstoß der Energiewirtschaft sank um knapp 0,9 Prozent. Im Sektor Industrie lag der Anstieg bei 0,5 Prozent. Eine weitere Zunahme verzeichnete der Verkehrssektor, dessen Treibhausgasemissionen um über 2 Prozent gegenüber dem Vorjahr anstiegen und die damit – wenn auch nur geringfügig – noch über den Emissionen des Verkehrsbereichs im Jahr 1990 liegen.

Die Emissionen des Sektors Energiewirtschaft sind auch langfristig deutlich gesunken. 2015 lag der Ausstoß rund 24 Prozent unter den Emissionen des Jahres 1990 und damit nur knapp unterhalb der erreichten Gesamtminderung. Dies wurde unter anderem durch die steigende Bedeutung der Nutzung der erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 3) und die damit verbundene Substitution fossiler Energiebereitstellung sowie eine gesteigerte Anlageneffizienz erreicht.

Die Witterung, niedrige Rohstoffpreise und hohe Stromexportüberschüsse haben einen großen Einfluss auf die Klimabilanz 2015. Eine im Vergleich zum Vorjahr kühlere Witterung und demzufolge mehr benötigte Heizenergie sowie günstigere Kraftstoffpreise haben 2015 zu einem leichten Anstieg der Treibhausgasemissionen geführt. Hohe Stromexportüberschüsse bei einem nach wie vor hohen Anteil an Kohleverstromung und damit hoher Kohlenstoffintensität der Emissionen verhinderten zudem, dass die THG-Emissionen im Stromsektor trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien deutlicher zurückgingen.

Im Vergleich der einzelnen Treibhausgase dominiert CO_2, verursacht vor allem durch Verbrennungsvorgänge. Aufgrund des überdurchschnittlichen Rückgangs anderer Treibhausgase ist der Anteil der CO_2-Emissionen seit dem Jahr 1990 um fast vier Prozentpunkte auf rund 90 Prozent gestiegen (siehe Kapitel 7.2). Methanemissionen (CH_4) hatten im Jahr 2014 einen Anteil von 6,2 Prozent, Lachgas (N_2O) 4,3 Prozent. Die fluorierten Treibhausgase machten wiederum etwa 1,6 Prozent aus. Dieses Verteilungsspektrum der Treibhausgasemissionen ist typisch für ein hoch industrialisiertes Land.

Um das 40-Prozent-Ziel zu erreichen, hat die Bundesregierung im Dezember 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 mit einem Bündel von mehr als 100 Maßnahmen beschlossen. Ausgangspunkt für das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 war eine zuvor identifizierte Klimaschutzlücke von 5 bis 8 Prozentpunkten. Der im März 2015 veröffentlichte deutsche Projektionsbericht 2015 weist – ohne Berücksichtigung der Maßnahmen des Aktionsprogramms – einen Minderungskorridor von 32 bis 35 Prozent gegenüber 1990 aus. Er bestätigt damit die zu schließende Lücke und somit die Notwendigkeit der ambitionierten und zielgerichteten Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms.

Die Bundesregierung begleitet in einem kontinuierlichen Prozess die Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms und legt hierzu jährlich einen Klimaschutzbericht vor. Dieser beschreibt die aktuellen Trends der Emissionsentwicklung in den verschiedenen Handlungsfeldern, den Stand der Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms und gibt einen Ausblick auf die zu erwartenden Minderungswirkungen der einzelnen Maßnahmen bis zum Jahr 2020.Erstmalig hat die Bundesregierung im November 2015 einen Klimaschutzbericht vorgelegt. Darin noch nicht enthalten war eine Schätzung der Minderungswirkung der einzelnen Maßnahmen des Aktionsprogramms mit Blick auf das Jahr 2020. Diese wird mit dem Klimaschutzbericht 2016 erstmals vorgelegt (siehe Kapitel 7.4).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Der Projektionsbericht 2015 wurde im September 2016 um die Ergebnisse eines Szenarios ergänzt, aus dem hervorgeht, dass die Minderungswirkung aller im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 beschlossenen Maßnahmen bei ambitionierter und idealtypischer Umsetzung knapp 60 Millionen t CO2-Äquivalente betragen kann. Die aktuelle Projektion weist damit eine Minderungsspanne in Höhe von 37-40 Prozent im Jahr 2020 auf. Die Spanne ergibt sich aus der Unsicherheit zur Entwicklung von wesentlichen Einflussfaktoren wie Wirtschaftswachstum, Brennstoffpreisen, Stromaußenhandelssaldo und Bevölkerungsentwicklung. Berücksichtigt man die aktuelle Entwicklung dieser Faktoren und die jetzt vorliegende Quantifizierung der Minderungswirkung des Aktionsprogramms nach aktuellem Stand der Umsetzung und Planung, ist eine Minderung in der unteren Hälfte der Spanne zu erwarten – auch wenn mit den genannten Projektionen und Schätzungen nach wie vor noch Unsicherheiten verbunden sind. Die Bundesregierung bezieht die Ergebnisse des Projektionsberichts in ihre klimapolitischen Überlegungen mit ein; sie macht sich diese aber nicht zu Eigen.

Die Bundesregierung bekräftigt deshalb die Notwendigkeit einer konsequenten Umsetzung der beschlossenen Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020. Die Bundesregierung wird darüber hinaus die Umsetzung der Maßnahmen kontinuierlich begleiten und dabei die Minderungswirkung weiter bewerten. Auf Grundlage der im nächsten Jahr zu aktualisierenden Projektionen und Schätzungen (u.a. Projektionsbericht 2017, Klimaschutzbericht 2017 mit aktualisierter Quantifizierung) und der im Aktionsprogramm festgehaltenen Minderungsbeiträge in den jeweiligen Handlungsfeldern wird die Bundesregierung ab 2018 bei Bedarf gezielt nachsteuern können – auch im Rahmen der Umsetzung des Klimaschutzplans 2050.

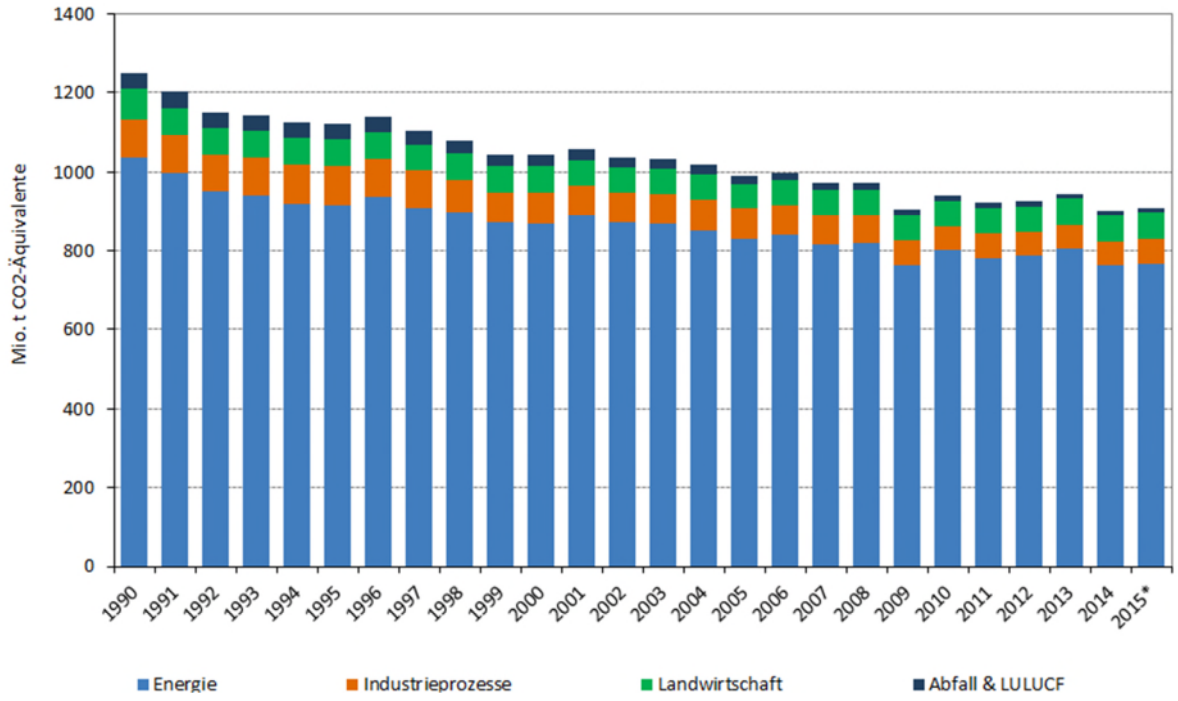
Für die Zeit nach 2020 gibt der Klimaschutzplan 2050 eine wichtige Orientierung. Diesen hat die Bundesregierung am 14. November 2016 beschlossen**.** Der Klimaschutzplan zielt darauf ab, das bestehende deutsche Klimaschutzziel 2050 und die vereinbarten Zwischenziele im Lichte des Übereinkommens von Paris zu konkretisieren und mit Maßnahmen auf Basis von umfassenden Folgeabschätzungen zu unterlegen (siehe Kapitel 7.4)

7.2 Energiebedingte Treibhausgasemissionen

Der Ausstoß energiebedingter Treibhausgase ist nach ersten Schätzungen des Umweltbundesamtes in Deutschland im Jahr 2015 leicht gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Energiebedingte Treibhausgasemissionen umfassen den Sektor Energiewirtschaft, das heißt die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Rohstoffe in Kraftwerken der öffentlichen Strom- und Wärmebereitstellung sowie die flüchtigen Emissionen in vor- und nachgelagerten Prozessstufen (z.B. Förderung, Transport, Lagerung und Umwandlung von Brennstoffen), sowie zusätzlich die Emissionen, die im verarbeitenden Gewerbe, in Heizungsanlagen und Fahrzeugen entstehen. Diese machen rund 85 Prozent der gesamten Emissionen aus (siehe Abbildung 7.2). Im Jahr 2015 wurden gegenüber dem Vorjahr rund 0,7 Prozent mehr emittiert, dies entspricht dem prozentualen Anstieg der Gesamtemissionen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 7.2: Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen

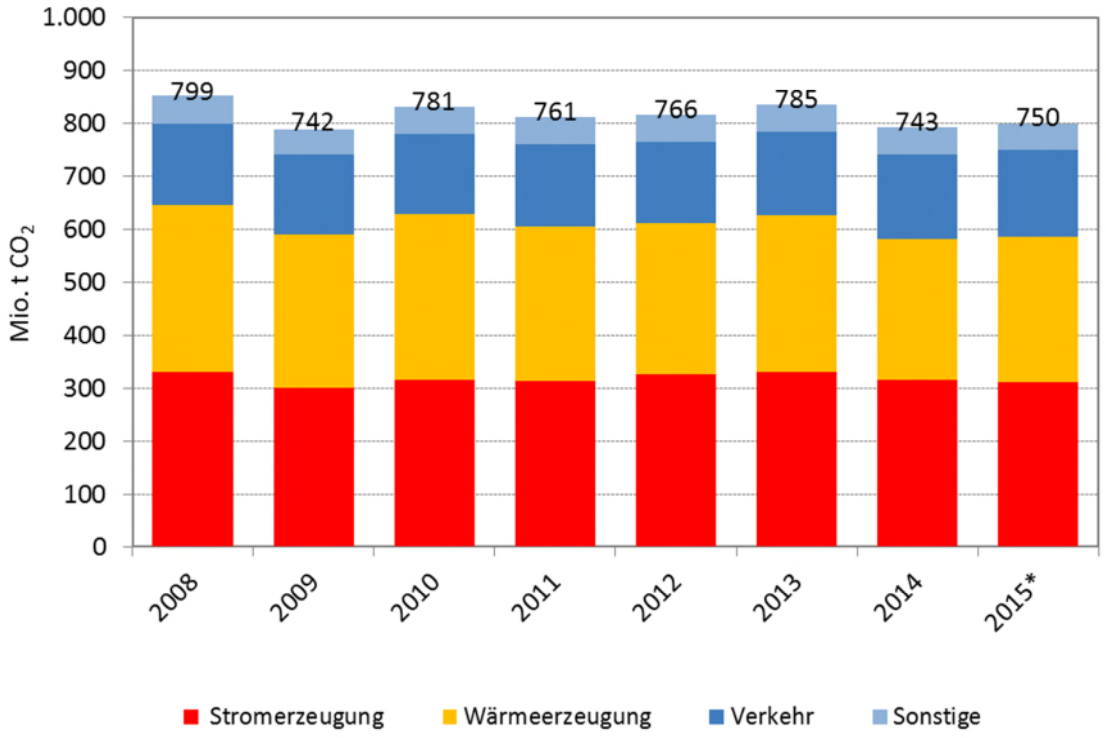


Quelle: Umweltbundesamt 03/2016. *Vorläufige Werte für 2015.

Die energiebedingten CO_2-Emissionen sind seit 1990 deutlich gesunken, stiegen 2015 gegenüber dem Vorjahr jedoch insgesamt leicht an. Während die energiebedingten CO_2-Emissionen in der Langfristperspektive weiterhin einem rückläufigen Trend folgen, verzeichneten sie 2015 gegenüber dem Vorjahr 2014 einen Anstieg um 0,7 Prozent auf 750 Millionen t (siehe Abbildung 7.3). Damit stellten sie den Großteil der insgesamt 799 Millionen t CO_2-Emissionen dar. Der überwiegende Teil der energiebedingten CO_2-Emissionen stammte aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Erzeugung von Strom und Wärme sowie im Verkehr. Anders als in Abbildung 7.2 werden hier nur CO_2 und zudem keine diffusen Emissionen betrachtet. Der Anstieg im Jahr 2015 insgesamt ist im Wesentlichen auf einen Mehrausstoß im Wärme- und Verkehrssektor zurückzuführen. Die CO_2-Emissionen bei der Stromerzeugung hingegen gingen zurück.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 7.3: Energiebedingte CO_2-Emissionen nach den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr



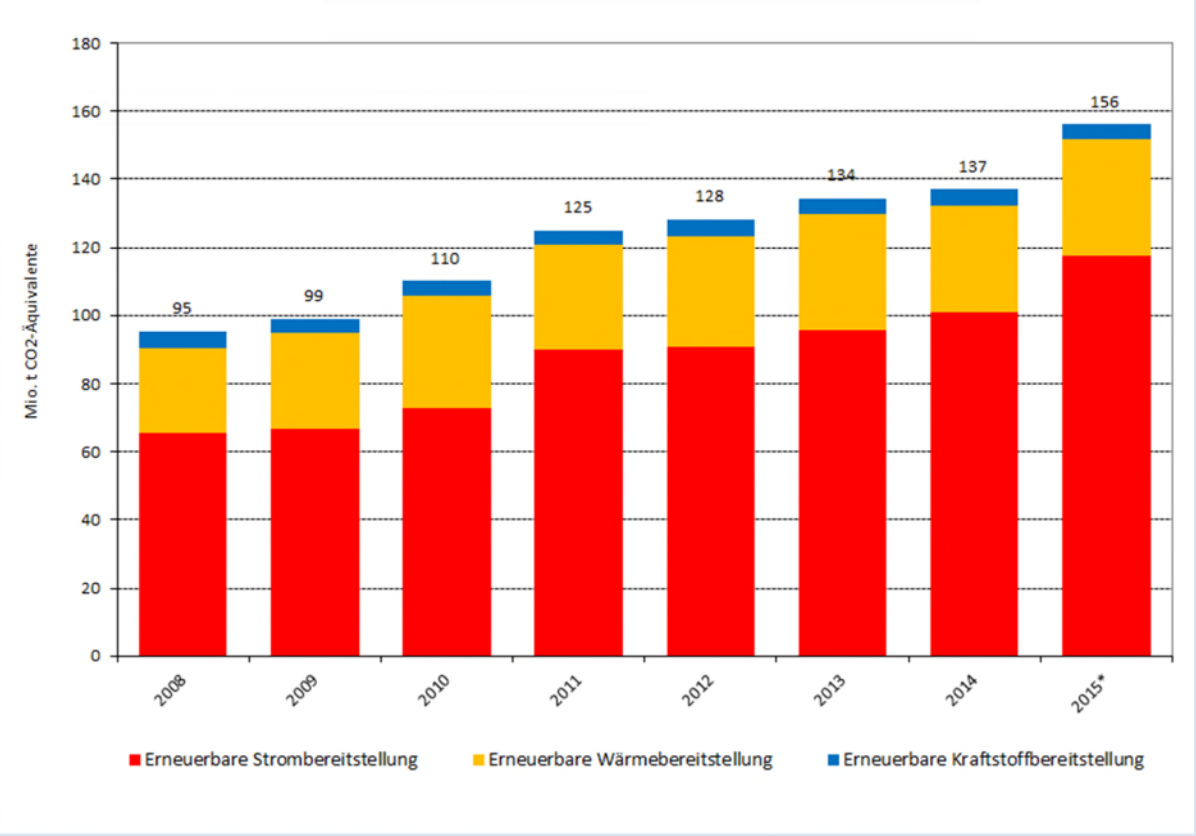
Quelle: Umweltbundesamt 06/2016. *Vorläufige Werte für 2015. SonstigeEmissionen (im Balken der Grafik angezeigt, aber nicht in der Summe enthalten) sind größtenteils Prozessemissionen aus der Industrie sowie Emissionen aus diffusen Quellen. Die internationale Klimaberichterstattung folgt einer anderen Sektor-Gliederung.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen

Der Ersatz fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien (siehe Kapitel 3) trägt wesentlich zur Erreichung der Klimaschutzziele bei. Im Jahr 2015 wurden Emissionen von insgesamt knapp 160 Millionen t CO_2-Äquivalente vermieden verglichen mit einem Referenzsystem ohne Erneuerbare Energien bei gleicher Energienachfrage im Jahr 2015. Auf den Stromsektor entfielen rund 120 Millionen t. Im Wärmebereich wurden 34 Millionen t und durch den Einsatz im Verkehrssektor rund 4,4 Millionen t CO_2-Äquivalente weniger emittiert.

Abbildung 7.4: Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik 08/2016.
*Vorläufige Werte für 2015.

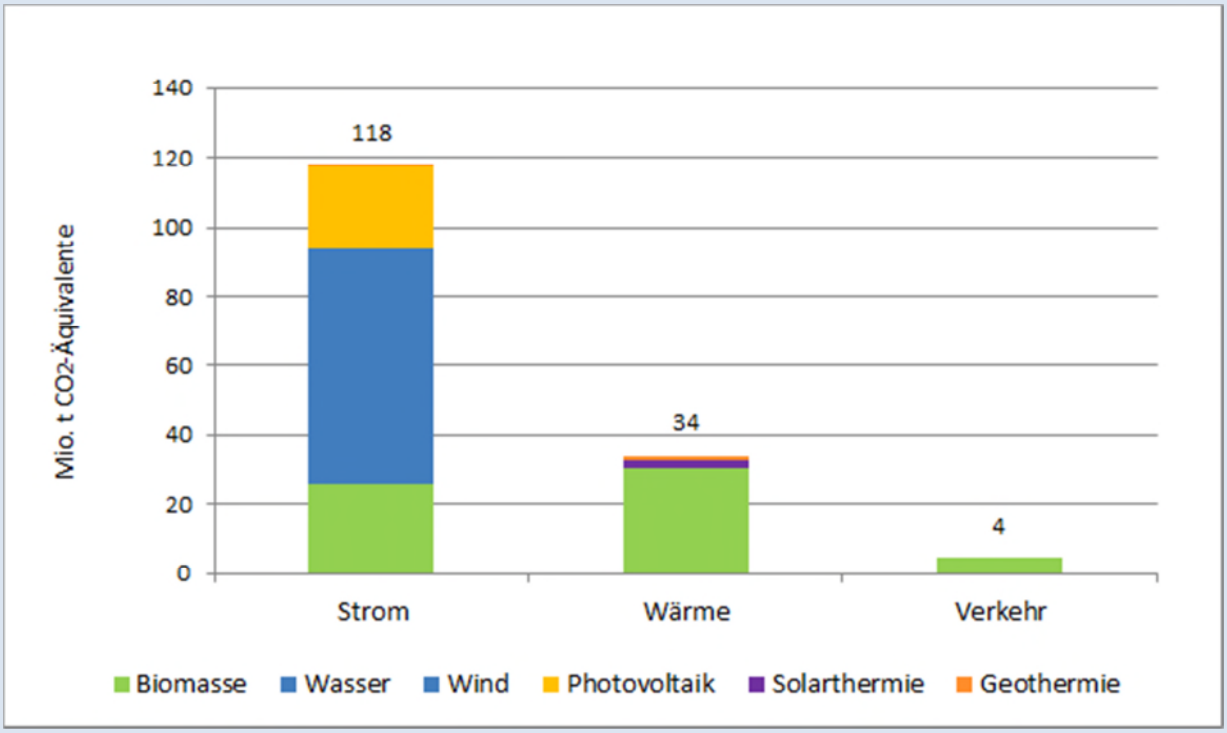
Die Berechnungen zur Emissionsvermeidung durch die Nutzung erneuerbarer Energien basieren auf einer Netto-Betrachtung. Dabei werden die durch die Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verursachten Emissionen mit denen verrechnet, die durch die Substitution fossiler und/oder gegebenenfalls nuklearer Energieträger brutto vermieden werden (Fh ISI 2016). Anders als bei den nach international verbindlichen Regeln ermittelten THG-Emissionen der THG-Inventare werden hier alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger sowie für die Herstellung und den Betrieb der Anlagen (ohne Rückbau) berücksichtigt.

Biomasse trägt in allen Verbrauchssektoren zur Emissionsvermeidung bei. Knapp 61 Millionen t CO_2-Äquivalente wurden durch den Einsatz von fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse in allen drei Verbrauchssektoren vermieden. Rund 53,6 Millionen t CO_2-Äquivalente werden durch die Nutzung von Windenergie vermieden, knapp 23,6 Millionen t CO_2-Äquivalente durch Photovoltaik- und knapp 14 Millionen t CO_2-Äquivalente durch Wasserkraftanlagen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Im Strom- und Wärmesektor wird das Ergebnis maßgeblich dadurch beeinflusst, welche fossilen bzw. nuklearen Brennstoffe ersetzt werden (UBA 2015d/ Fh ISI 2016). Bei der energetischen Nutzung von Biomasse sind zusätzlich die Art und Herkunft der verwendeten Rohstoffe ausschlaggebend für die Emissionsbilanz.

Abbildung 7.5: Vermeidungswirkungen erneuerbarer Energien nach Energieträger und Sektoren im Jahr 2015*



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik 08/2016.
*Vorläufige Werte für 2015.

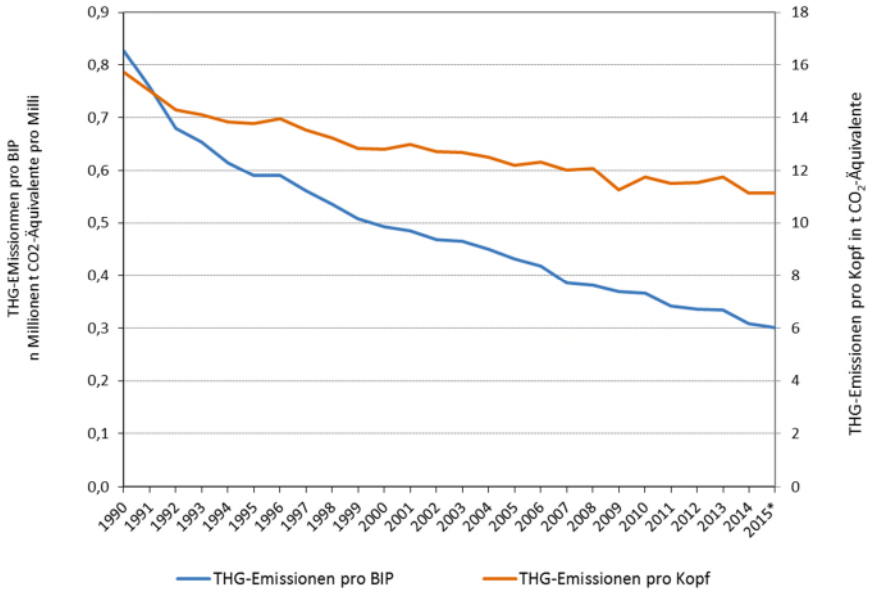
Die Methodik (Abbildungen 7.4 und 7.5) zur Berechnung der vermiedenen Emissionen durch erneuerbare Energien orientiert sich an den Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RL 2009/28/EG).

7.3 Treibhausgasemissionen und Wirtschaftsleistung

Die Treibhausgasemissionen sind im Verhältnis zur Wirtschaftsleistung insgesamt weiter gesunken. Während 1991 je Milliarde Euro Bruttoinlandsprodukt rund 0,59 Millionen t CO_2-Äquivalente an Treibhausgasen freigesetzt wurden, waren es im Jahr 2015 nur noch 0,33 Millionen t CO_2-Äquivalente. Das ist ein Rückgang von rund 45 Prozent. Auch die spezifischen Treibhausgasemissionen pro Einwohner sind zwischen 1991 und 2015 um 25 Prozent von 15,0 t auf 11,1 t CO_2-Äquivalente zurückgegangen (siehe Abbildung 7.6). In der EU28 sind die spezifischen Treibhausgasemissionen pro Einwohner zwischen 1991 und 2014 um 27 Prozent von 11,6 auf 8,45 t CO_2-Äquivalente gesunken. Zur Frage der Wettbewerbsfähigkeit wird auf Kapitel 9.3 verwiesen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 7.6: Treibhausgasemissionen je Einwohner und Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Umweltbundesamt, Statistisches Bundesamt 05/2015.
*Vorläufiger Werte für 2015.

7.4 Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 und Klimaschutzplan 2050

Das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 ist das zentrale Instrument zur Deckung der mit dem Projektionsbericht 2013 identifizierten Klimaschutzlücke bis 2020. Das Aktionsprogramm soll einen Beitrag im Umfang von 62 bis 78 Millionen t CO2-Äquivalenten zur Schließung der Klimaschutzlücke (siehe Kapitel 7.1) erbringen. Dieser Gesamtbeitrag stützt sich dabei auf Einzelbeiträge aus mehr als 100 Einzelmaßnahmen. Mittlerweile sind bereits knapp 70 Prozent der im Aktionsprogramm beschlossenen Maßnahmen vollständig umgesetzt. Bei den anderen Maßnahmen wurde bereits mit der Umsetzung begonnen.

Die im Klimaschutzbericht 2016 dargestellte Quantifizierung zur Schätzung der Minderungswirkung wurde im Auftrag des Bundesumweltministeriums durch ein Gutachterkonsortium vorgenommen. Sie zeigt, dass die Maßnahmen des Aktionsprogramms bereits wirken und ein erheblicher Beitrag zur Schließung der Lücke erwartet werden kann. Die aktuelle Schätzung der gesamten erwarteten Minderungswirkung unter Berücksichtigung des jeweils aktuellen Standes der Umsetzung und Planung für die Einzelmaßnahmen liegt zwischen 47 und 58 Millionen t CO2-Äquivalente für das Jahr 2020.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Tabelle 7.1: Beiträge der zentralen politischen Maßnahmen zum Erreichen des 40-Prozent-Ziels

Zentrale politische Maßnahmen	Beitrag zur Treibhausgasemissionsminderung im Jahr 2020 in Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente	
	Beitrag nach ursprünglicher Schätzung, Stand Dezember 2014	**Beitrag nach aktueller gutachterlicher Schätzung (gerundete Werte)**
Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) ohne Maßnahmen im Verkehrssektor	zirka 25 bis 30 (einschließlich Energieeffizienz Gebäude)	25 bis 30 (einschließlich Energieeffizienz Gebäude)
Strategie **„Klimafreundliches Bauen und Wohnen“** **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**	Gesamt ca. 5,7 bis 10 (davon 1,5 bis 4,7 zusätzlich zu NAPE)	Gesamt 4,2 bis 5,0 (davon 0,8 zusätzlich zu NAPE)
Maßnahmen im **Verkehrssektor**	zirka 7 bis 10	1,15 bis 1,6
Minderung von nicht energiebedingten Emissionen in den Sektoren:		
Industrie, GHD	2,5 bis 5,2	1,2 bis 2,5
Abfallwirtschaft	0,5 bis 2,5	0,05
Landwirtschaft*	3,6	0,6 bis 2,1
Reform des Emissionshandels	Abhängig von Ausgestaltung auf EU-Ebene	
Weitere Maßnahmen, insbesondere im Stromsektor	22	18,3 bis 19,5
Beratung, Aufklärung und Eigeninitiative für mehr Klimaschutz		0,23 bis 1,8
Gesamt	**62 bis 78**	**47 bis 58**

Quelle: Klimaschutzbericht 2016

*Die im Dezember 2014 geschätzten Minderungsbeiträge beruhen auf die zum damaligen Zeitpunkt für die internationale Berichterstattung gültigen Emissionsfaktoren für Lachgas. Diese wurden mittlerweile angepasst, und der Schätzung zum Klimaschutzbericht 2016 zugrunde gelegt.

Die Schätzung der Gutachter zur Minderungswirkung der Maßnahmen des Aktionsprogramms ist gerade in der noch frühen bzw. Anfangsphase der Umsetzung mit Unsicherheiten behaftet. Allerdings ist der Beitrag nach dieser Schätzung geringer als der im aktuellen Projektionsbericht bei ambitionierter und idealtypischer Umsetzung – als Momentaufnahme – geschätzte Beitrag von knapp 60 Millionen Tonnen CO2-Äquivalenten. Trotz dieser bestehenden Unsicherheiten bleibt eine Zielerreichung weiterhin möglich. Die Bundesregierung bekräftigt deshalb die Notwendigkeit einer konsequenten Umsetzung der beschlossenen Maßnahmen, um die von ihr beschlossenen Minderungsbeiträge der Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 tatsächlich zu erreichen. Die Bundesregierung wird darüber hinaus die Umsetzung der Maßnahmen weiter kontinuierlich begleiten. Auf Grundlage der im nächsten Jahr zu aktualisierenden Projektionen und Schätzungen (u.a. Projektionsbericht 2017, Klimaschutzbericht 2017 mit aktualisierter Quantifizierung) und der im Aktionsprogramm festgehaltenen Minderungsbeiträge in den jeweiligen Handlungsfeldern wird die Bundesregierung ab 2018 bei Bedarf gezielt nachsteuern können – auch im Rahmen der Umsetzung des Klimaschutzplans 2050.

Mit der Verabschiedung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 hat die Bundesregierung ein Aktionsbündnis Klimaschutz unter Federführung des BMUB eingesetzt. Das Aktionsbündnis Klimaschutz hat die Aufgabe, die Umsetzung der beschlossenen Maßnahmen des Aktionsprogramms zu

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

unterstützen, die Aktivierung der Potenziale zu erleichtern, die derzeit als noch nicht quantifizierbar eingestuft werden und weitere Handlungsmöglichkeiten zu identifizieren. Das Aktionsbündnis tagte erstmals im März 2015 und tritt seitdem halbjährlich jeweils im Frühjahr und Herbst zusammen. Unter anderem wurden in den bisherigen Sitzungen die Themenfelder Klimaschutz im Verkehrssektor, in Kommunen, der Landwirtschaft, in kleinen und mittelständischen Unternehmen, dem Handwerk und der Industrie diskutiert.

Der im November 2016 von der Bundesregierung beschlossene Klimaschutzplan 2050 greift die Ergebnisse der 21. Konferenz der Vertragsstaaten des Klimarahmenübereinkommens auf und wird als Modernisierungsstrategie auf drei Ebenen umgesetzt: Er entwickelt konkrete Leitbilder für die einzelnen Handlungsfelder für das Jahr 2050, lässt Raum für Innovationen und strebt ein Höchstmaß an Nachhaltigkeit an. Er beschreibt für alle Handlungsfelder robuste transformative Pfade, beleuchtet kritische Pfadabhängigkeiten und stellt Interdependenzen dar. Er unterlegt insbesondere das THG-Zwischenziel für das Jahr 2030 mit konkreten Meilensteinen und strategisch angelegten Maßnahmen, auch unter Berücksichtigung von Wirkungs- und Kostenanalysen.

Klimaschutzplan 2050

Ziel: Übergeordnetes Ziel ist eine weitgehende Treibhausgasneutralität Deutschlands bis zum Jahr 2050. Der Klimaschutzplan ist im Rahmen der gesetzten Ziele durch Technologieneutralität und Innovationsoffenheit gekennzeichnet. Er bietet Orientierung für Investitionen, insbesondere für die Etappe bis 2030.

Sektorziele:

- Im Klimaschutzplan 2050 beschrieben sind die Handlungsfelder Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft sowie Landnutzung und Forstwirtschaft. Darüber hinaus werden übergreifende Ziele und Maßnahmen dargestellt.
- Ausgehend von dem bereits von der Bundesregierung beschlossenen Zwischenziel für 2030 – einer Minderung der Treibhausgasemissionen in Deutschland um mindestens 55 Prozent – werden in den betrachteten Handlungsfeldern Sektorziele (Minderungskorridore) festgelegt.

Folgenabschätzung: Da die Sektorziele zum Teil weitreichende Folgen für die wirtschaftliche und soziale Entwicklung in Deutschland haben können, werden sie einer umfassenden Folgenabschätzung (Impact Assessment) unterzogen. Das Ergebnis der Folgenabschätzung wird mit den Sozialpartnern diskutiert und 2018 eine Anpassung der Sektorziele ermöglicht.

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“: Ein weiterer wesentlicher Inhalt des Klimaschutzplans ist der Beschluss zur Einrichtung der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“. Diese Kommission soll zur Unterstützung des Strukturwandels einen Instrumentenmix entwickeln, der wirtschaftliche Entwicklung, Strukturwandel, Sozialverträglichkeit und Klimaschutz zusammen bringt. Die vorbereitenden Arbeiten sollen noch in der laufenden Legislaturperiode begonnen werden, damit die Kommission ihre Arbeit Anfang 2018 aufnehmen und Ergebnisse möglichst bis Ende 2018 vorlegen kann.

Maßnahmenprogramm: Der Klimaschutzplan 2050 wird im Jahr 2018 mit einem in seiner Minderungswirkung quantifizierten Maßnahmenprogramm unterlegt, das sicherstellt, dass die 2030er Ziele erreicht werden.

Umsetzung: Zur regelmäßigen Prüfung der Umsetzung und Zielerfüllung (Monitoring) führt die

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Bundesregierung die Erstellung von Klimaschutzberichten auch über das Jahr 2020 hinaus fort, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Die Umsetzung sowie die Erarbeitung bzw. Überarbeitung der Maßnahmenprogramme soll auch weiter durch eine breite Beteiligung begleitet werden. Dazu wird das Aktionsbündnis Klimaschutz fortgeführt.

Fortschreibung: Die regelmäßige Fortschreibung des Klimaschutzplans 2050 dient auch dazu, den im Übereinkommen von Paris verankerten Mechanismus zur regelmäßigen Steigerung des Ambitionsniveaus der nationalen Klimaschutzpolitiken umzusetzen. Auf Fortschreibung des Klimaschutzplans folgt jeweils eine Überarbeitung des jeweils geltenden Maßnahmenprogramms. Bis Ende 2019/Anfang 2020 soll eine erste Fortschreibung des Klimaschutzplans erfolgen – zu dem Zeitpunkt, zu dem die Vertragsstaaten des Übereinkommens von Paris neue Beiträge vorlegen müssen.

7.5 Umweltverträglichkeit der Energieversorgung

Ohne eine nachhaltige Energiepolitik ist ein wirksamer Klimaschutz nicht denkbar. Der Aufbruch in das Zeitalter der erneuerbaren Energien, verbunden mit hoher Effizienz bei Energiewandlung und -nutzung schont die natürlichen Lebensgrundlagen und schafft die Voraussetzungen für die wirtschaftliche und soziale Entwicklung Deutschlands – und weltweit. Mit der Verbrennung von konventionellen Energieträgern wie Kohle, Erdöl und Erdgas sind sowohl Klima- als auch Umweltbelastungen verbunden.

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz helfen, einen beschleunigten Klimawandel mit schwerwiegenden ökologischen, gesellschaftlichen und ökonomischen Folgen zu vermeiden. Mit der Steigerung der Energieeffizienz und dem stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien als Hauptpfeiler der deutschen Energieversorgung wird der Anteil konventioneller Energiequellen zurückgefahren. Der bereits beschlossene Kernenergieausstieg ist hierbei ein Teil des sich abzeichnenden Umbruchs in der Energiewirtschaft. Mit der Energiewende geht die die Abnahme fossiler Stromerzeugung einher. Dies sozialverträglich und zukunftsfähig zu gestalten ist eine Herausforderung. Mit dem Umbau des Energiesystems gehen auch Klima- und Umweltbelastungen zurück. Denn Treibhausgasemissionen sind zu rund 85 Prozent energiebedingt. Sie stammen im Wesentlichen aus den Sektoren Energiewirtschaft, Wärme und Verkehr.

Der Ausbau erneuerbarer Energien darf nicht selbst zur Belastung von Natur und Landschaft werden. Daher muss eine umwelt- und naturverträgliche Energieversorgung die Flächeninanspruchnahme für Gewinnung, Verarbeitung und Transport von energetischen und nicht energetischen Ressourcen minimieren und die dauerhafte Degradation von Böden und den Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche vermeiden. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien ergeben sich auch neue Anforderungen an Naturschutz und Landschaftspflege. Einerseits beeinflusst die klimaschützende Wirkung der erneuerbaren Energien Umwelt und Natur positiv. Andererseits kann ein ungesteuerter Ausbau der erneuerbaren Energien selbst zur Belastung von Natur und Landschaft beitragen. Daher gilt es, Anreize zu setzen, dass Unternehmen und andere wirtschaftliche Akteure geeignete Standorte für die verschiedenen Anlagen finden, um potenziell nachteilige Effekte zu minimieren. Entlastend für Natur und Landschaft wirkt besonders die Senkung des Energiebedarfs durch die von der Bundesregierung angestoßenen Energieeffizienzmaßnahmen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Bei der Gestaltung einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung beachtet die Bundesregierung auch weitere potenzielle Umwelt- und Gesundheitsrisiken. Denn bei der energetischen Nutzung fossiler und biogener Energieträger werden neben den Treibhausgasen (wie Kohlendioxid oder Methan) auch eine Reihe weiterer Schadstoffe freigesetzt, wie Stickoxide, Feinstaub- oder Quecksilberemissionen. Diese Schadstoffe belasten nicht nur die natürliche Umwelt, sondern wirken sich auch nachteilig auf die menschliche Gesundheit aus.

Beim Einsatz fester biogener Brennstoffe in dezentralen Anlagen ist darauf zu achten, dass anspruchsvolle Emissionsgrenzwerte eingehalten werden, um den positiven Trend der Schadstoffreduktion durch den Einsatz erneuerbarer Energien nicht zu gefährden. Darüber hinaus sind Schadstoffemissionen aus der Biogaswirtschaft (z.B. Ammoniakemissionen bei der Ausbringung pflanzlicher Gärreste) weitest möglich zu verringern. Unfälle bei Biogasanlagen haben in der Vergangenheit zum Teil zu lokal erheblichen Gewässerverunreinigungen geführt. Bei der Anlagensicherheit und den Betreiberpflichten sind potenzielle Umwelt- und Gesundheitsgefahren möglichst weitgehend auszuschließen. Auch beim Anbau von Mais, dessen Intensität in der Vergangenheit erheblich zugenommen hat, ist verstärkt auf eine strikte Einhaltung der guten fachlichen Praxis zu achten. Durch Anpassungen im EEG konnte der Zubau des Maisanbaus für die Biostromerzeugung gestoppt werden. Seit 2012 ist die Maisanbaufläche in Deutschland konstant (FNR 2015).

Durch den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung und eine sichere Endlagerung der radioaktiven Abfälle sollen die Risiken durch radioaktive Stoffe erheblich reduziert werden. Das Atomgesetz regelt, dass für die letzten Kernkraftwerke Ende 2022 die Berechtigung zum Leistungsbetrieb erlischt. Auch die Suche nach einem geeigneten Endlager für hoch radioaktive Abfälle schreitet auf Grundlage des Standortauswahlgesetzes und der Empfehlungen der Endlagerkommission voran (siehe Kapitel 8).

Umweltwirkungen der Energiewende sollen in Zukunft besser messbar sein. Da bisher noch keine vergleichbaren Zeitreihen zur Entwicklung der Umweltverträglichkeit des Energiesystems vorliegen, wie es für den Treibhausgasbereich der Fall ist, hat das Umweltbundesamt eine Studie in Auftrag gegeben, um diese Lücke zu schließen. Zukünftig sollen so, neben der Entwicklung der Treibhausgasemissionen, auch weitere Folgen der Energiewende für die Umweltverträglichkeit des Energiesystems quantitativ darstellbar sein. Darüber hinaus laufen weitere Forschungsarbeiten beim Umweltbundesamt und beim Bundesamt für Naturschutz zur Umwelt- bzw. Naturverträglichkeit der Energiewende.

Zentrale Maßnahmen zur Förderung der Umweltverträglichkeit

Kompetenzzentrum "Naturschutz und Energiewende" (KNE)

- **Ziele:** Einsatz für eine naturverträgliche Energiewende, um sowohl die Klimaschutzziele zu erreichen als auch die biologische Vielfalt zu erhalten. Das KNE trägt als kompetenter und neutraler Ansprechpartner für alle Akteure im Kontext Naturschutz und Energiewende zu einer Versachlichung von Debatten und zur Vermeidung von Konflikten vor Ort bei. Das KNE hat am 1. Juli 2016 seine Tätigkeit mit Sitz in Berlin aufgenommen.
- **Inhalte/Stand:** Das KNE bearbeitet drei Handlungsfelder:
  - Das KNE stellt **Fachinformationen** zur Verfügung, indem es schriftliche Fragen zum Themenkomplex Naturschutz und Energiewende beantwortet.
  - Das KNE wird zur **Konfliktberatung** eine Weiterbildung für professionelle Mediatorinnen und

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Mediatoren speziell zum Konfliktfeld Naturschutz und Energiewende anbieten. Diese Mediatorinnen und Mediatoren stehen anschließend dem KNE in einem Mediationspool zur Vermittlung vor Ort zur Verfügung.

- Das KNE wird **Fachdialoge** zwischen den Akteuren im Themenfeld Naturschutz und Energiewende initiieren und koordinieren, die darauf ausgerichtet sind, gemeinsam zu Lösungen zu gelangen.

Standortauswahlgesetz (siehe Kapitel 8)

- **Ziele:** Standortauswahlverfahren, um für insbesondere hoch radioaktive Abfälle einen Standort für eine Anlage zur Endlagerung zu finden.
- **Inhalte/Stand:** Auf Grundlage der Empfehlungen der Endlagerkommission wird das Standortauswahlgesetz evaluiert.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

TEIL II: ZIELE UND RAHMENBEDINGUNGEN DER ENERGIEWENDE

Dieser Teil des Monitoring-Berichts behandelt weitere Ziele und den energiepolitischen Rahmen, in dem die Energiewende umgesetzt wird. Im Einzelnen geht dieser Teil auf die folgenden Themen ein:

- Kraftwerke und Versorgungssicherheit
- Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen
- Netzinfrastruktur
- Integrierte Entwicklung des Energiesystems
- Energieversorgung im europäischen und internationalen Kontext
- Energieforschung und Innovationen
- Investitionen, Wachstum und Beschäftigung

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

8 Kraftwerke und Versorgungssicherheit

Wo stehen wir?

- Deutschlands Stromversorgung ist sicher. Die Energienachfrage in Deutschland ist jederzeit gedeckt, sodass ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet ist.
- Mit der Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld im Juni 2015 wurde ein weiterer Schritt in Richtung Kernenergieausstieg getan.

Was ist neu?

- Der Strommarkt wird fit für die erneuerbaren Energien: Das im Juli 2016 verabschiedete Strommarktgesetz entwickelt den bestehenden Strommarkt zu einem Strommarkt 2.0 weiter.
- Ab Juli 2017 wird eine öffentlich zugängliche Informationsplattform nutzerfreundlich über den Strommarkt informieren und somit die Transparenz erhöhen.
- Ein einheitliches Marktstammdatenregister wird ab dem Frühjahr 2017 alle Stromerzeugungsanlagen sowie bestimmte Verbrauchsanlagen transparent erfassen. Meldepflichten werden vereinfacht und reduziert.
- Für die Endlagersuche liegen mit der Vorlage der Empfehlungen der Endlagerkommission vom Juli 2016 tragfähige Strategievorschläge vor. Im Oktober 2016 hat die Bundesregierung die Empfehlungen der Kommission zur Finanzierung des Kernenergieausstiegs beschlossen. Beides ist für die Planungssicherheit von hoher Bedeutung.

VERSORGUNGS-SICHERHEIT	Die Energienachfrage in Deutschland jederzeit decken.
KERNENERGIE AUSSTIEG	Die letzten Kernkraftwerke mit dem Ablauf des Jahres 2022 abschalten.

8.1 Kraftwerksbestand

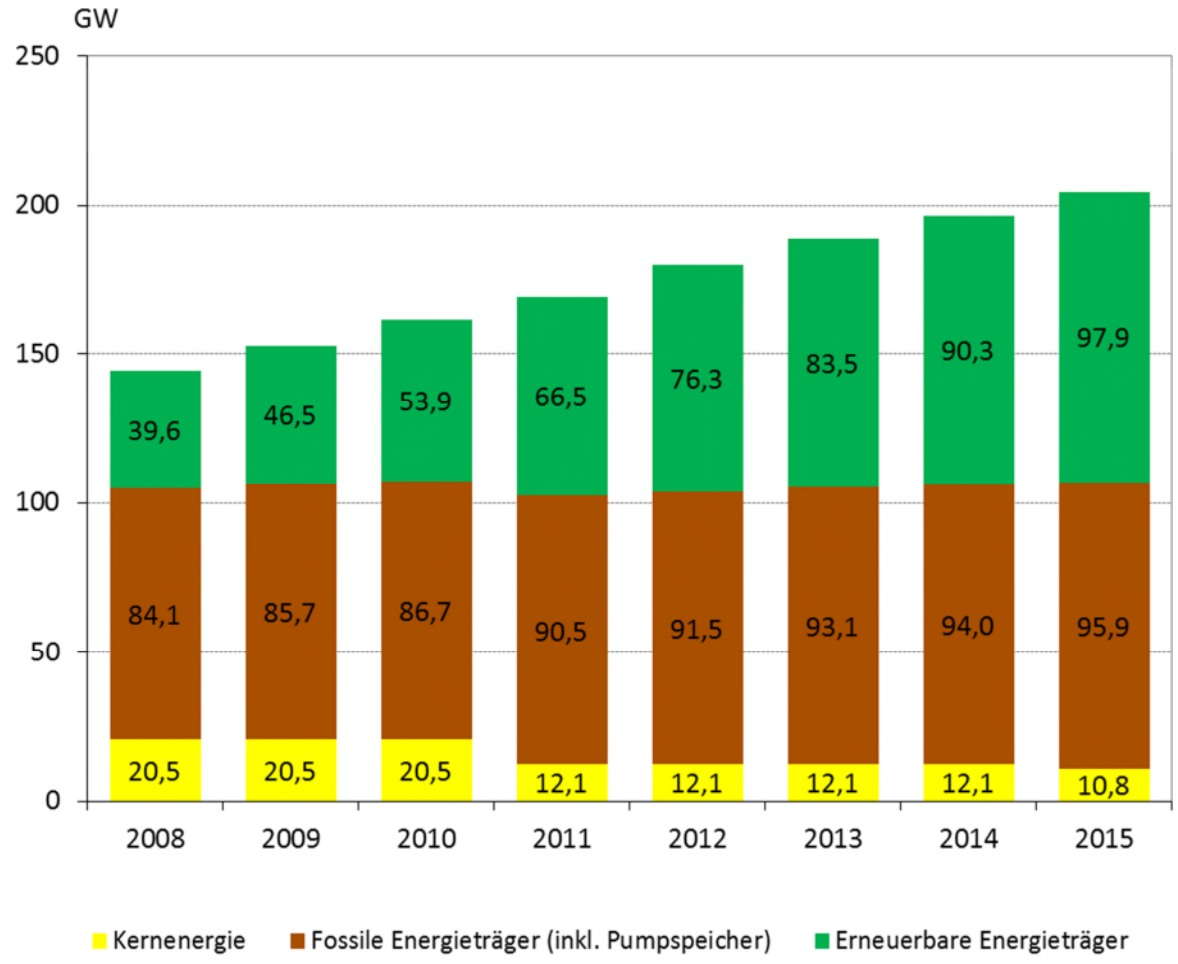
Die installierte Leistung aus erneuerbaren Energien ist erneut kräftig gestiegen. Insgesamt hat die Netto-Nennleistung der Stromerzeugungsanlagen, die an das deutsche Stromnetz angeschlossen sind, zwischen 2008 und 2015 um gut 60 GW zugenommen (siehe Abbildung 8.1). Die Nennleistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien betrug im Jahr 2015 98 GW und lag somit um 8,4 Prozent höher als im Vorjahr. Der Anteil der Nennleistung aus erneuerbaren Energien stieg damit auf knapp 48 Prozent der gesamten Kraftwerksleistung (siehe auch Kapitel 3). Da das Energieangebot vor allem bei Nutzung von Wind- und Sonnenenergie von natürlichen Bedingungen abhängt und daher nicht jederzeit die volle installierte Leistung zur Verfügung steht, wird deutlich mehr Leistung beim Einsatz von Windenergie- und Photovoltaikanlagen benötigt als beim bisherigen konventionellen Kraftwerkspark, um eine bestimmte Strommenge zu erzeugen. Installierte Leistung allein ist daher kein Indikator für Versorgungssicherheit. Letztere wird in Kapitel 8.4 diskutiert.

Die Gesamtkapazität konventioneller Kraftwerksanlagen ist 2015 im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Veränderungen in relevantem Umfang gab es im Jahr 2015 bei den Energieträgern Kernenergie,

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Steinkohle und Erdgas. Die Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld wird insgesamt durch Leistungszuwächse im Bereich Steinkohle überkompensiert.

Abbildung 8.1: Installierte Leistung der an das deutsche Stromnetz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen

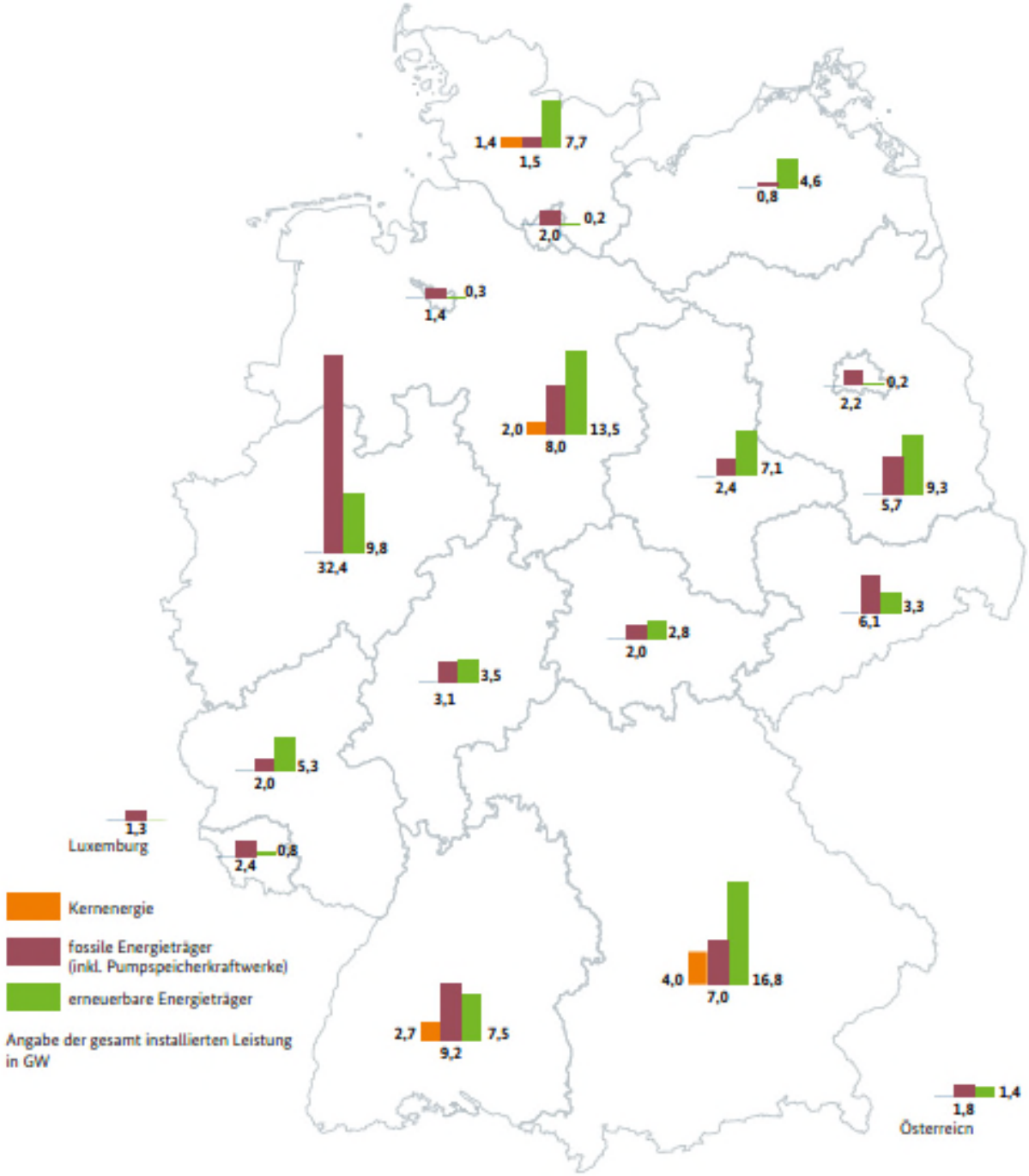


Quelle: Bundesnetzagentur 11/2016.

Die Stromerzeugungskapazitäten sind heterogen über Deutschland verteilt. Während in einigen Bundesländern überwiegend konventionelle Kraftwerke ins Netz einspeisen, dominieren in neun Bundesländern die erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 8.2). Kernkraftwerke sind derzeit noch in vier Bundesländern an der Stromerzeugung beteiligt. An das deutsche Stromnetz sind zudem ausländische Stromerzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung von rund 4,6 GW angeschlossen. Bayern und Niedersachsen bilden die Schwerpunkte der installierten Kraftwerksleistung basierend auf erneuerbaren Energien, während Nordrhein-Westfalen der Spitzenreiter für konventionelle Kraftwerke ist. Den höchsten Anteil an erneuerbaren Energien, gemessen an der gesamten installierten Leistung, haben die Länder Mecklenburg-Vorpommern (85 Prozent), Sachsen-Anhalt (75 Prozent), Reinland-Pfalz und Schleswig-Holstein (jeweils 72 Prozent). Der Anteil der konventionellen Kraftwerke an der installierten Leistung ist am höchsten in den Stadtstaaten Berlin (94 Prozent), Hamburg (93 Prozent) und Bremen (83 Prozent).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 8.2: Verteilung aller Kraftwerkskapazitäten auf die Bundesländer



Quelle: Bundesnetzagentur 11/2016.

Eine besondere Rolle bei der konventionellen Stromerzeugung und der Wärmeversorgung vor Ort kommt der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu. KWK steht für die gleichzeitige Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme (z. B. für die Fernwärmeversorgung). KWK-Anlagen nutzen somit den Brennstoff effizienter als bei der Produktion aus getrennt betriebenen Anlagen. Das schont Ressourcen und ist gut für das Klima und die Umwelt. Im Jahr 2015 lag die KWK-Stromerzeugung bei 105,5 TWh (AGEB 2016).

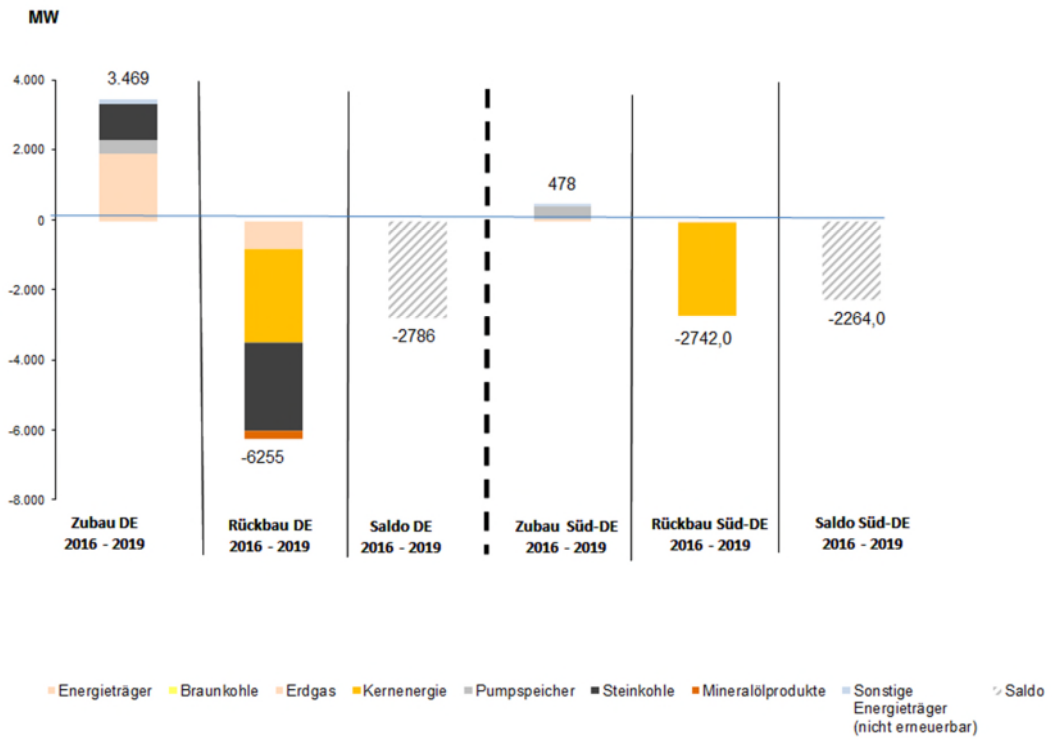
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG 2016) von Dezember 2015 leistet wichtige Weichenstellungen. Das KWKG setzt Anreize für Investitionen in hocheffiziente, flexible und CO_2-arme KWK-Anlagen. So soll auch der Beitrag der KWK-Anlagen zur Stromversorgung moderat weiter steigen, bis zum Jahr 2020 auf 110 TWh und dann bis zum Jahr 2025 weiter auf 120 TWh. Durch den Ersatz des Brennstoffs Kohle durch Erdgas und moderaten Neubau von KWK-Anlagen sollen zusätzliche 4 Millionen t CO_2 im Stromsektor bis 2020 eingespart werden. Damit leisten KWK-Anlagen, insbesondere auch wenn in diesen CO_2-arme Brennstoffe eingesetzt werden, einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der deutschen Klimaziele. Im Oktober 2016 hat die Europäische Kommission die Förderung von KWK-Anlagen nach dem neuen KWKG mit Auflagen genehmigt.

8.2 Zu- und Rückbau konventioneller Kraftwerke

Zwischen 2016 und 2019 werden die vorhandenen Überkapazitäten bei den konventionellen Kraftwerkskapazitäten voraussichtlich etwas verringert. Nach Angaben der Bundesnetzagentur wird sich der Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung in diesem Zeitraum bundesweit auf etwa 3,5 GW belaufen (siehe Abbildung 8.3). Dabei handelt es sich überwiegend um Gas- und Steinkohlekraftwerke. Demgegenüber werden rund 6,3 GW konventioneller Kraftwerksleistung stillgelegt. Den größten Anteil daran haben Kernkraftwerke (dazu siehe Kapitel 8.3). Rund die Hälfte des Rückbaus vollzieht sich in Süddeutschland, während nur knapp 14 Prozent des Zubaus dort stattfindet.

Abbildung 8.3: Zu- und Rückbau konventioneller Erzeugungskapazitäten (inklusive Pumpspeicher) im Zeitraum von 2016 bis 2019 unterteilt nach Deutschland und Süddeutschland



Quelle: Bundesnetzagentur 11/2016.
Die Angaben für Rückbau berücksichtigen Kraftwerke, die endgültig gemäß StA § 13a EnWG stillgelegt werden sowie Kernkraftwerke.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

In den kommenden Jahren werden 13 Prozent der Braunkohlekapazitäten in eine Sicherheitsbereitschaft überführt. Das neue Strommarktgesetz sieht eine schrittweise Stilllegung von Braunkohlekraftwerksblöcken in einem Umfang von 2,7 GW vor. Diese werden vor der endgültigen Stilllegung zunächst für vier Jahre in eine Sicherheitsbereitschaft überführt, auf die als letzte Absicherung der Stromversorgung zurückgegriffen werden kann.

Die Sicherheitsbereitschaft soll eine Emissionseinsparung von 12,5 Millionen t CO_2 bis zum Jahr 2020 erbringen. Dieser Minderungsbetrag ist ein wichtiger Beitrag, um das deutsche Klimaziel 2020 zu erreichen. Sollte die Maßnahme nicht die angestrebte Einsparung an CO_2 erzielen, werden die Kraftwerksbetreiber eine zusätzliche Einsparung in Höhe von insgesamt bis zu 1,5 Millionen t CO_2 pro Jahr beginnend im Jahr 2019 erbringen müssen.

Pumpspeicherkraftwerke sind eine etablierte und bewährte großtechnische Speicherform. Im Jahr 2015 waren Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von 9,4 GW an das deutsche Netz angeschlossen, darunter auch Pumpspeicherkraftwerke in Luxemburg und Österreich mit einer Leistung von zusammen rund 3,1 GW. Neue Anlagen mit einer Leistung von 372 MW, die von Österreich ins deutsche Netz einspeisen werden, befinden sich derzeit in Bau.

Speicher

Speicher können bei einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung gemeinsam mit anderen Flexibilitätsoptionen wie z. B. flexiblen Verbrauchern und Erzeugern zur Versorgungssicherheit beitragen (siehe auch Grünbuch Strommarkt des BMWi). Bis 2035 sollen 55 bis 60 Prozent unseres Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Bis 2050 sollen es mindestens 80 Prozent sein. Windenergie und Photovoltaik werden dabei die Hauptanteile stellen (siehe Kapitel 3). Bei beiden Energieformen fluktuiert die Einspeisung stark in Abhängigkeit vom Wetter und Tageszeit. Daher muss das Stromsystem flexibler werden. Stromspeicher können helfen, Erzeugung und Verbrauch zu entkoppeln. Zusätzlich können sie Regelleistung erbringen und so dazu beitragen, die Netzfrequenz stabil zu halten.

Die Energiewende hängt kurz- und mittelfristig nicht vom Ausbau von Stromspeichern ab. Andere Flexibilisierungsmaßnahmen können Schwankungen zwischen Stromangebot und -nachfrage auch bei sehr hohen Anteilen von erneuerbaren Energien ausgleichen. Zudem sind Speicher teilweise noch teurer als andere Flexibilitätsoptionen. Die Bundesregierung fördert die Weiterentwicklung von Technologien zur Erschließung von Kostensenkungspotentialen im Rahmen der „Forschungsinitiative Energiespeicher“ (siehe Kapitel 13).

Wichtige Speichertechnologien sind Batteriespeicher, Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Power-to-Gas. Bei Power-to-Gas wird Strom genutzt, um Wasserstoff oder Methan zu erzeugen, die dann entweder direkt genutzt oder wieder in Strom umgewandelt werden können.

Stromspeicher haben unter anderem nach EnWG bzw. EEG bei der Stromentnahme den Status eines Letztverbrauchers. Allerdings gelten für sie gesonderte Regelungen, etwa bei Netzentgelt, Steuern und EEG-Umlage. Grundsätzlich soll der Wettbewerb über den Einsatz einzelner Flexibilitätsoptionen bestimmen. Entscheidend sind dabei Effizienz und Wirtschaftlichkeit (siehe Kapitel 8.5).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

8.3 Ausstieg aus der Kernenergie

Die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld im Juni 2015 ist ein weiterer Schritt in Richtung Kernenergieausstieg. Die verbleibenden acht Kernkraftwerke mit einer Brutto-Erzeugungskapazität von 11,4 GW werden bis spätestens Ende 2022 stufenweise vom Netz gehen (siehe Tabelle 8.1).

Tabelle 8.1 Fahrplan zum Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung

Name	Abschaltung bis	Brutto-Nennleistung (MW)
Gundremmingen B	2017	1.344
Philippsburg 2	2019	1.468
Grohnde Gundremmingen C Brokdorf	2021	1.430 1.344 1.480
Isar 2 Emsland Neckarwestheim 2	2022	1.485 1.406 1.400

Quelle: Eigene Darstellung Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 10/2016.

Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung ist mit Herausforderungen verbunden. Dazu gehört die Sicherung der finanziellen Mittel für den Kernenergieausstieg. Die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs (KFK) hat am 27. April 2016 einstimmig ihre Empfehlungen vorgelegt. Mit Kabinettbeschluss vom 19. Oktober 2016 hat die Bundesregierung die Empfehlungen der KFK im Gesetzentwurf zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung umgesetzt. Darüber hinaus liegen mit den Empfehlungen der Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe (Endlagerkommission) vom 5. Juli 2016 nun Strategievorschläge für die Endlagersuche vor.

Kern des Gesetzentwurfs zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung ist die Zusammenführung der Handlungs- und der Finanzierungsverantwortung jeweils in einer Hand. Die Betreiber von Kernkraftwerken bleiben für Durchführung und rückstellungsgesicherte Finanzierung der Stilllegung und des Rückbaus der Kernkraftwerke und die fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle verantwortlich. Für die hierfür zu bildenden Rückstellungen werden Transparenzanforderungen sowie ein neues staatliches Auskunftsrecht eingeführt. Für die Zwischen- und Endlagerung wird in Zukunft allein der Staat verantwortlich sein. Mit der Durchführung der Zwischenlagerung wird der Staat einen Dritten beauftragen. Für die Finanzierung wird ein unternehmensfinanzierter Fonds verantwortlich sein. Hierfür übertragen die Betreiber von Kernkraftwerken 17,389 Milliarden Euro aus den Rückstellungen an einen öffentlich-rechtlichen Fonds. Gegen Zahlung eines Risikozuschlags in Höhe von 35,47 Prozent können sie zudem eine Nachhaftung für Kosten- und Zinsrisiken für sich ausschließen.

Die Endlagerkommission spricht sich für ein gestuftes, transparentes, ergebnisoffenes und wissenschaftsbasiertes Verfahren zur Endlagersuche aus. Dies ist grundsätzlich im Standortauswahlgesetz geregelt. Aufgabe der Endlagerkommission war es, die Kriterien für die Endlagerung und das Standortauswahlverfahren zu konkretisieren. Die wichtigsten Empfehlungen der Kommission sind: Alle drei in Deutschland in Frage kommenden Wirtsgesteine werden berücksichtigt und der Standort Gorleben wird in das vergleichende Auswahlverfahren mit einbezogen. Die Endlagerung soll in tiefen geologischen Formationen erfolgen mit der Option auf Reversibilität sowie Rückholbarkeit und Bergbarkeit der Abfälle. Die Auswahlkriterien sollen in einem dreistufigen

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

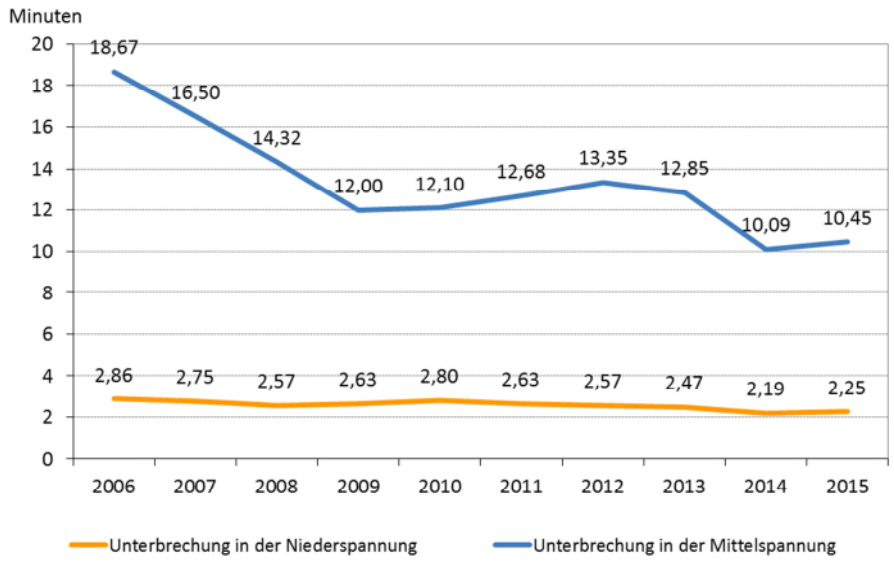
Auswahlverfahren angewendet werden, um den Standort mit der bestmöglichen Sicherheit für den Zeitraum von einer Million Jahre zu ermitteln. Die Öffentlichkeit soll in allen Phasen beteiligt werden.

8.4 Versorgungssicherheit am Strommarkt

Versorgungssicherheit am Strommarkt ist gegeben, wenn sich Angebot und Nachfrage jederzeit ausgleichen können. Studien aus 2015 zeigen für den Betrachtungszeitraum 2015 bis 2025: Der Strommarkt in Deutschland und seinen Nachbarländern kann – bezogen auf Deutschland – Last und Erzeugung durchweg mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit von nahezu 100 Prozent jederzeit ausgleichen (Amprion et al. 2015 und Consentec u. R2B Energy Consulting 2015). Auch im internationalen Vergleich ist die Versorgungssicherheit in Deutschland auf sehr hohem Niveau. Damit hat Deutschland eines der sichersten Stromversorgungssysteme der Welt.

Trotz wachsender Herausforderungen an die Netze ist die Netzqualität in Deutschland weiterhin sehr hoch – ein weiterer Beitrag zur Versorgungssicherheit. Zur Charakterisierung der Netzqualität gibt es verschiedene Kennzahlen. Von der Bundesnetzagentur wird jedes Jahr der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht, der die durchschnittliche Versorgungsunterbrechungsdauer je angeschlossenem Letztverbraucher wiedergibt. In die Berechnung des SAIDI-Wertes fließen alle Unterbrechungen ein, die länger als drei Minuten dauern. Er lag 2015 bei 12,70 Minuten im Vergleich zu 12,28 Minuten im Vorjahr. Der leichte Anstieg ist vor allem auf Wetterereignisse wie Stürme und Hitzewellen zurückzuführen. Langfristig folgt der Index jedoch einem Optimierungstrend und erreichte 2015 den, nach dem Rekordwert im Vorjahr, zweitbesten Wert seit Beginn der systematischen Erhebung (siehe Abbildung 8.4). Damit gehört Deutschland auch im internationalen Vergleich nach wie vor zur Spitzengruppe (siehe Abbildung 8.5). Um die Netzstabilität auf diesem Niveau weiterhin zu gewährleisten, ist allerdings ein zunehmender Aufwand seitens der Netzbetreiber erforderlich.

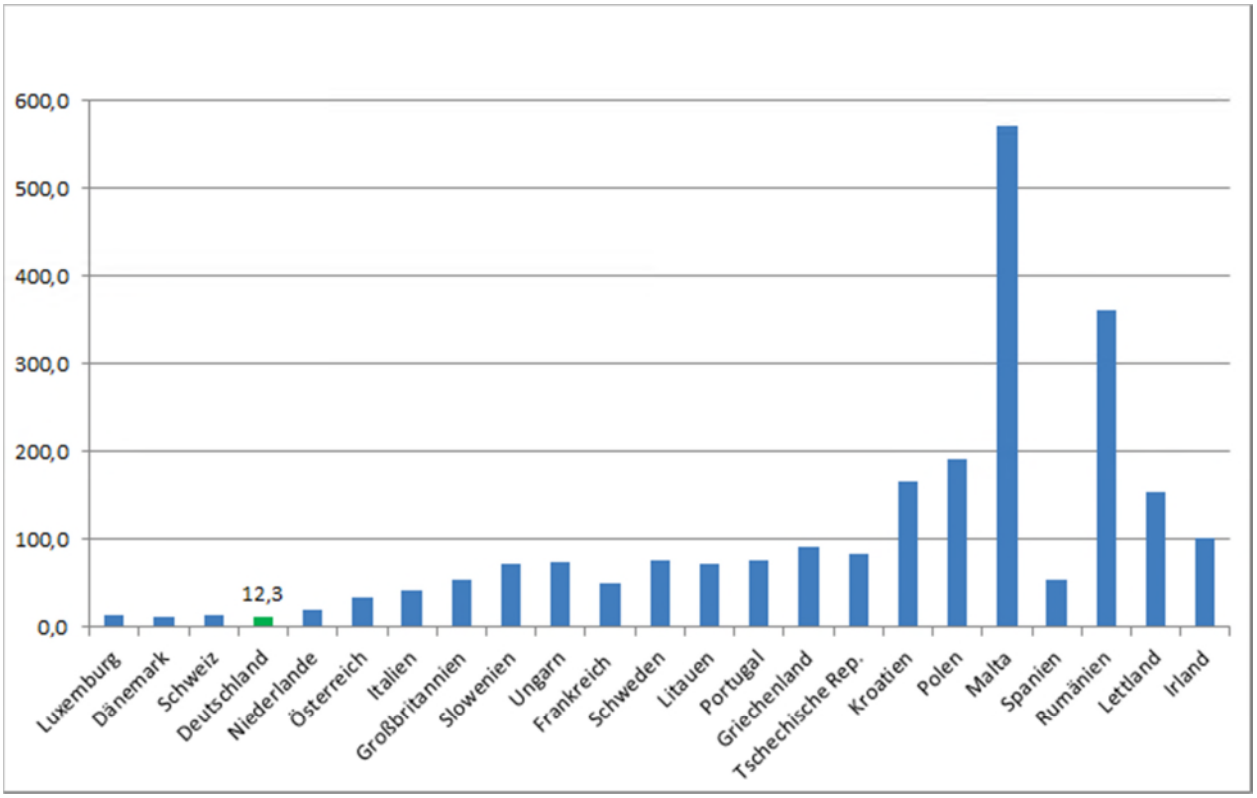
Abbildung 8.4: Entwicklung des SAIDI-Strom



Quelle: Bundesnetzagentur 10/2016.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 8.5: Durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung in Minuten im internationalen Vergleich im Jahr 2014



Quelle: CEER Benchmarking Report Update 2015.

Versorgungssicherheit wird auch im europäischen Kontext gedacht und verankert. Der deutsche Strommarkt ist eng mit den Strommärkten seiner „elektrischen Nachbarn" – hier die gesamten geografischen Nachbarn sowie Norwegen und Schweden – verbunden. Durch großräumige Ausgleichseffekte, insbesondere bei den Höchstlasten und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, kann im europäischen Binnenmarkt Versorgungssicherheit kostengünstiger erreicht werden als in einem einzelnen Land (siehe Kapitel 12.1).

Versorgung mit Erdgas

Deutschland ist mit einem Jahresverbrauch von 88,6 Milliarden Kubikmeter der größte Absatzmarkt für Erdgas in der Europäischen Union und gleichzeitig ein wichtiges Gastransitland. Insbesondere als Übergangstechnologie von fossilen zu erneuerbaren Energien kann Erdgas auch weiterhin eine wichtige Rolle spielen. Deutschland importiert ca. 93 Prozent seines Jahresverbrauchs hauptsächlich aus Russland, Norwegen und den Niederlanden. Im Vergleich zu Strom ist Erdgas in großen Mengen speicherbar. Deutschland verfügt mit einem nutzbaren Erdgasspeichervolumen in Höhe von ca. 23 Milliarden Kubikmeter über die größten Speicherkapazitäten in der EU. Der bedarfsgerechte Ausbau der nationalen Erdgasinfrastruktur wird durch den Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) der Fernleitungsnetzbetreiber gewährleistet. Er ist ein wichtiger Baustein zum Erhalt der Versorgungssicherheit. Der NEP Gas 2015 sieht einen Leitungsneubau um 810 km und eine zusätzliche Verdichterleistung von 393 MW bis 2025 vor. Das Investitionsvolumen beträgt hierfür rund 3,3 Milliarden Euro.

Zusammenfassend sichern das weit verzweigte Erdgasnetz, die liquiden Handelsmärkte, das große Speichervolumen und das diversifizierte Portfolio an Lieferländern und Importinfrastrukturen den

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

deutschen Gasverbrauchern ein sehr hohes Niveau an Versorgungssicherheit. So betrug im Jahr 2015 die durchschnittliche Dauer, mit der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen war, auf Basis des sogenannten SAIDI-Werts lediglich 1,7 Minuten (SAIDI: System Average Interruption Duration Index). Nähere Informationen zur Erdgasversorgung in Deutschland finden sich im jährlichen Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie über die Versorgungssicherheit bei Erdgas (BMWi 2016b).

8.5 Strommarktdesign

Das neue Strommarktgesetz, das Bundestag und Bundesrat am 8. Juli 2016 verabschiedet haben, macht den Strommarkt fit für die erneuerbaren Energien. Deutschlands Stromversorgung muss kostengünstig und verlässlich bleiben, auch wenn zunehmend Wind- und Sonnenstrom das Marktgeschehen bestimmen. Mit dem Strommarktgesetz werden die Weichen gestellt für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern. Außerdem werden die Stromhändler in die Pflicht genommen. Wer Strom an Kunden verkauft, muss eine identische Menge beschaffen und zeitgleich ins Netz einspeisen. Damit bleibt die Versorgung sicher. Eine freie Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt sorgt für Investitionen in die benötigten Kapazitäten. Es werden genau die Kapazitäten vorgehalten, die von Kunden nachgefragt werden.

Eine Kapazitätsreserve sichert die Stromversorgung zusätzlich ab. Diese Kraftwerke kommen nur außerhalb des Marktes und ausschließlich dann zum Einsatz, wenn es trotz freier Preisbildung am Strommarkt nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte. Kraftwerke, die Teil der Kapazitätsreserve sind, können nicht am Strommarkt teilnehmen, so dass eine Verzerrung von Wettbewerb und Preisbildung ausgeschlossen ist. Darüber hinaus wird eine Sicherheitsbereitschaft aus Braunkohlekraftwerken eingerichtet (siehe Kapitel 8.2).

Die Transparenz des Strommarktes wird weiter erhöht. Dazu richtet die Bundesnetzagentur eine im Internet öffentlich und frei zugängliche Informationsplattform zum Strommarkt ein. Zielgruppe ist sowohl die interessierte Öffentlichkeit als auch das informierte Fachpublikum. Die Plattform wird am 1. Juli 2017 in Betrieb gehen und mit Daten, Graphiken und Hintergrundartikeln allgemein verständlich zum Strommarkt informieren.

Zentrale Maßnahmen im Bereich Versorgungssicherheit und Kraftwerke

Strommarktgesetz

- **Ziele:** Ziel ist es, den Strommarkt fit für wachsende Anteile erneuerbarer Energien zu machen und die Weichen für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern zu stellen.
- **Inhalt:** Weiterentwicklung des Strommarktes zum Strommarkt 2.0, insbesondere
  - Stärkung bestehender Marktmechanismen
  - Reduzierung der Eintrittsbarrieren für Anbieter von Lastmanagement-Maßnahmen
  - Effizientere Netzplanung
  - Erweiterung des Monitorings der Versorgungssicherheit
  - Erhöhung der Transparenz im Strommarkt
  - Einführung einer Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes
  - Einrichtung einer Sicherheitsbereitschaft

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (Dezember 2015)

- **Ziele:** Beitrag zur Erreichung der Klimaziele, Erhöhung der Flexibilität der KWK-Anlagen und Planungssicherheit für KWK-Anlagenbetreiber
- **Inhalt:** Gezielte Unterstützung von CO_2-armer Erzeugung durch Gas-KWK und Flexibilisierung der KWK-Anlagen
- **Zahlen:** Verdopplung des Fördervolumens auf 1,5 Milliarden Euro pro Jahr

Gesetzentwurf zur Neuordnung der Verantwortung der kerntechnischen Entsorgung

- **Ziele:** Sicherstellung der Finanzierung von Stilllegung und Rückbau der Kernkraftwerke sowie Entsorgung der radioaktiven Abfälle.
- **Inhalt:** Die Reaktorbetreiber bleiben für Durchführung und rückstellungsgesicherte Finanzierung der Stilllegung und des Rückbaus verantwortlich. Für Zwischen- und Endlagerung wird in Zukunft allein der Staat mit Hilfe eines unternehmensfinanzierten Fonds verantwortlich sein. Hierfür übertragen die Betreiber von Kernkraftwerken 17,389 Milliarden Euro an einen öffentlich-rechtlichen Fonds. Gegen Zahlung eines Risikozuschlags in Höhe von 35,47 Prozent können sie zudem die Nachhaftung für Kosten- und Zinsrisiken vollständig an den Staat übertragen.

Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe (Endlagerkommission)

- **Ziele:** Erarbeitung eines Vorschlags für ein faires und transparentes Verfahren zur Lagerung hochradioaktiver Stoffe
- **Inhalt:** Die Kommission mit Vertretern aus Wissenschaft, Industrie, Umweltverbänden, Religionsgemeinschaften, Gewerkschaften sowie (ohne Stimmrecht) Mitgliedern des Bundestages und der Landesregierungen hat am 5. Juli 2016 ihren Abschlussbericht vorgelegt. Sie spricht sich für ein gestuftes, transparentes, ergebnisoffenes und wissenschaftsbasiertes Verfahren zur Endlagersuche aus und legt Auswahlkriterien für die Suche nach einem bestmöglichen Endlagerstandort vor.

Einrichtung eines Marktstammdatenregisters

- **Ziele:** Aufbau eines zentralen Registers der Energiewirtschaft zur Vereinfachung von behördlichen und privatwirtschaftlichen Meldungen, zur Reduzierung der Zahl der Register, an die Meldungen erfolgen müssen, und zur Steigerung der Datenqualität und Transparenz
- **Inhalt/Stand:** Das Marktstammdatenregister wird ab 2017 die Stammdaten aller Anlagen der leitungsgebundenen Energieversorgung im Strom- und Gasmarkt in Deutschland sowie von Marktakteuren in Form einer einheitlichen online-basierten Datenbank zusammenführen.

Förderprogramm PV-Batteriespeicher

- **Ziele:** Systemdienlichkeit stärken und Kostenreduktionen bei den Speichertechnologien stärker abbilden
- **Inhalt:** Gefördert werden Investitionen in Batteriespeicher, die in Verbindung mit einer Photovoltaik-Anlage installiert und an das elektrische Netz angeschlossen werden.
- **Zahlen:** Fördersumme von 30 Millionen Euro für 2016 bis 2018

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

9 Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen

Wo stehen wir?

- Die Energiepreise und -kosten gingen 2015 für viele Unternehmen und private Haushalte zurück. Dies lag vor allem an deutlich gesunkenen Preisen auf den internationalen Märkten für Erdöl und Erdgas.
- Zum ersten Mal seit über zehn Jahren sind die Strompreise für Haushaltskunden 2015 leicht gesunken, und zwar um durchschnittlich 1,4 Prozent. Im Jahr 2016 ist ein leichter Anstieg der Strompreise zu verzeichnen. Für Industriekunden, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind die Strompreise 2015 um 2,1 Prozent zurückgegangen.
- Wachstum und Beschäftigung in Deutschland erfordern leistungsstarke und international wettbewerbsfähige Unternehmen. Entlastungsregelungen bei Energiepreisen und -kosten leisten weiterhin einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland.

Was ist neu?

- Mit dem EEG 2017 und dem Strommarktgesetz wurden im Juli 2016 zwei wichtige Gesetze verabschiedet, die Wettbewerb und Markt im Rahmen der Energiewende stärken.

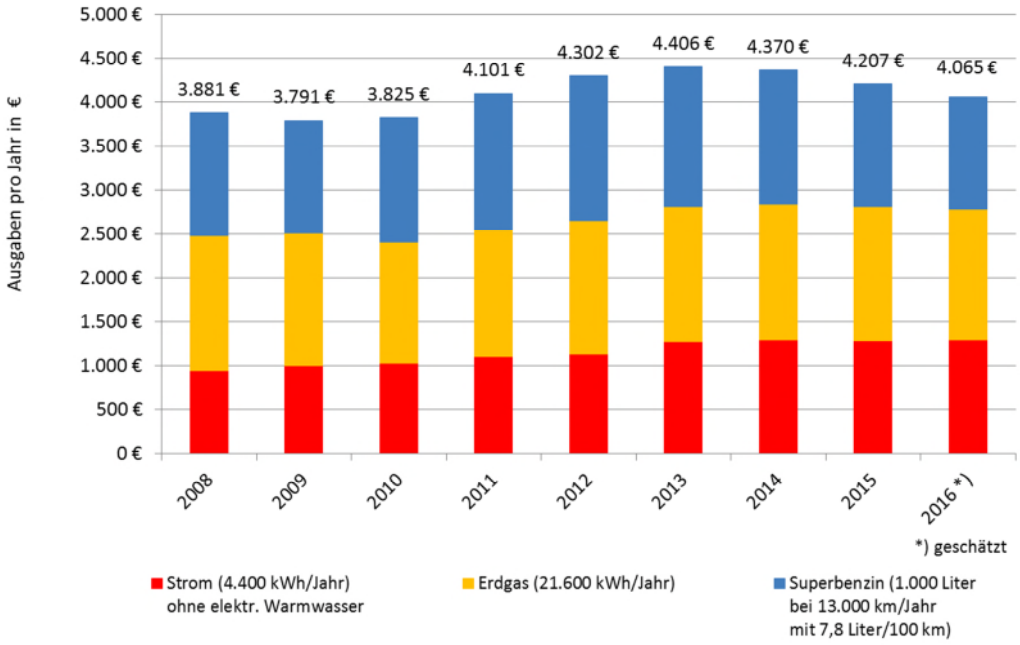
BEZAHLBARKEIT WETTBEWERBSFÄHIGKEIT	Bezahlbarkeit von Energie erhalten und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sichern.

9.1 Bezahlbare Energie für private Haushalte

Die Ausgaben privater Haushalte für Energie gingen 2015 zurück. Dies zeigen Berechnungen zu Musterhaushalten. Ein Vier-Personen-Musterhaushalt gab 2015 rund 4.207 Euro für Energie aus (siehe Abbildung 9.1). Das waren 3,7 Prozent weniger als im Vorjahr. Insbesondere die Ausgaben für Kraftstoffe waren stark rückläufig. Benzin verbilligte sich um 9 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Die Ausgaben für Strom und Gas sanken leicht um 0,7 bzw. 1 Prozent. Schätzungen zufolge werden die Energieausgaben im Jahr 2016 weiter sinken. Vergleichbare Entwicklungen sind bei anderen Haushaltsgruppen zu beobachten.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 9.1: Jährliche Energieausgaben eines Vier-Personen-Musterhaushalts



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nach Zahlen des Statischen Bundesamtes, MWV, RWI/Forsa, die-stromsparinitiative.de und BMVI/DIW 10/2016.

Die Ausgaben für Energie hatten 2015 einen geringeren Anteil am Nettoeinkommen als im Vorjahr. Für Bezahlbarkeit von Energie ist relevant, wie sich die absoluten Ausgaben für Energie im Verhältnis zum Nettoeinkommen entwickelt haben. Zur Bewertung der Nettoeinkommensentwicklung wird die durchschnittliche Erhöhung der Löhne und Gehälter im Jahr 2015 um 2,4 Prozent zugrunde gelegt (BMWi auf Basis Statistisches Bundesamt 2016). Auf dieser Basis lag der Anteil der Energieausgaben am durchschnittlichen Nettoeinkommen für einen Vier-Personen-Haushalt 2015 bei 6,9 Prozent, was einem Rückgang um 0,4 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahresniveau entspricht. Ersten Schätzungen zufolge wird sich diese Entwicklung auch im Jahr 2016 fortsetzen.

Für bestimmte Haushaltsgruppen bleibt bezahlbare Energie jedoch eine Herausforderung. Dies gilt insbesondere für Haushalte mit einem verhältnismäßig geringen Einkommen. Unter der Annahme, dass einkommensschwache Haushalte einen ähnlich hohen Energiebedarf haben wie Durchschnittshaushalte, macht der Anteil der Energieausgaben einen höheren Anteil an ihrem verfügbaren Einkommen aus. Betrachtet man zum Beispiel einen Vier-Personen-Musterhaushalt, dessen Einkommen bei 60 Prozent des Einkommens eines Durchschnittshaushalts gleicher Größe liegt, so beläuft sich der Anteil der Energieausgaben 2015 auf 11,5 Prozent. Dies entspricht einem leichten Rückgang gegenüber dem Vorjahr.

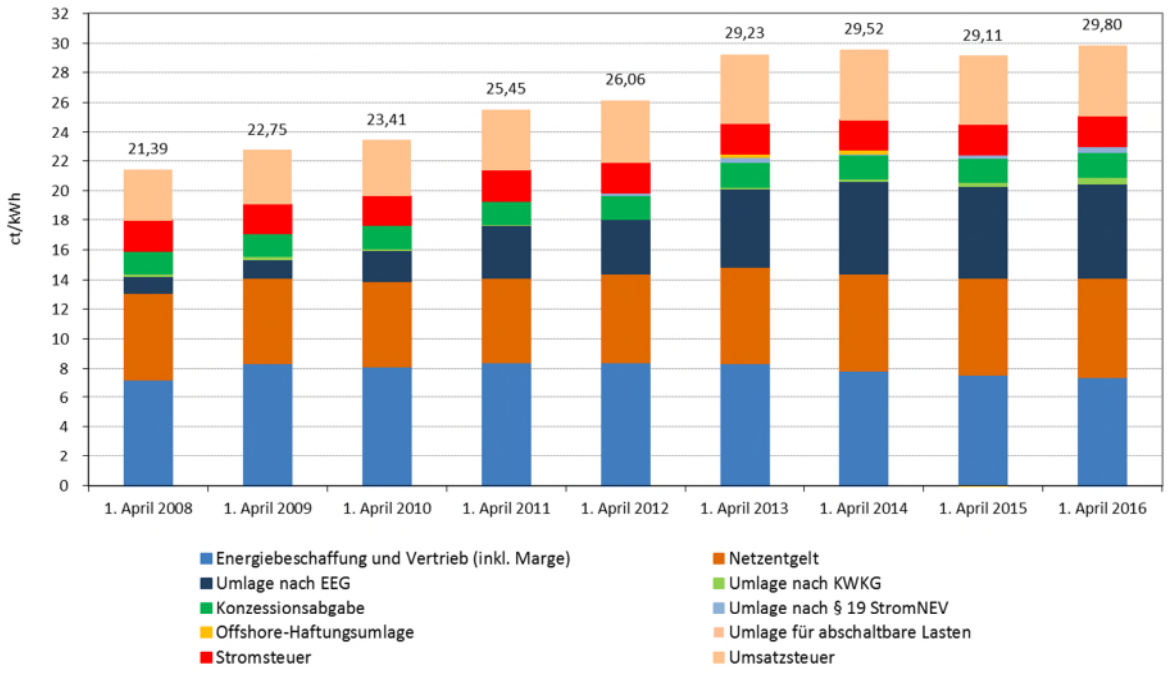
Die Strompreise sind 2015 erstmals seit über zehn Jahren leicht gesunken. Haushaltskunden zahlten 2015 zum Stichtag im April im Durchschnitt 29,11 ct/kWh gegenüber 29,52 ct/kWh im Vorjahr. Dies entspricht einem Rückgang um 1,4 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert. Deutlich gesunken sind die Preisbestandteile für Beschaffung und Vertrieb. Zudem sank die EEG-Umlage im Jahr 2015 das erste Mal seit ihrer Einführung und verzeichnete einen Rückgang um 1,1 Prozent auf 6,17 ct/kWh. Die Netzentgeltkomponente stieg leicht um 0,8 Prozent auf 6,59 ct/kWh (siehe Abbildung 9.2). Im Jahr 2016 lag der durchschnittliche Strompreis zum Stichtag bei 29,80 ct/kWh, ein Anstieg um 0,69 ct/kWh

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

gegenüber dem Vorjahr. Dabei wirken weiter sinkende Beschaffungspreise einem Anstieg der Netzentgelte und der EEG-Umlage entgegen. Letztere ist 2016 um 2,9 Prozent auf 6,35 ct/kWh gestiegen und wird 2017 um 8,3 Prozent auf 6,88 ct/kWh steigen. Insgesamt ist der Strompreis für Haushalte seit 2013 jedoch auf stabilem Niveau .

Die Reform des EEG im Jahr 2014 hat bisher Wirkung gezeigt. Die Kostendynamik beim Anstieg der EEG-Umlage konnte im Jahr 2015 gebremst werden, auch wenn diese in 2016 und 2017 erneut angestiegen ist. Das EEG 2017 soll mit wettbewerblichen Ausschreibungen für den Großteil der erneuerbaren Energien einen Übergang in der Erneuerbaren-Förderung zu mehr Planbarkeit, mehr Wettbewerb und mehr Kosteneffizienz schaffen (siehe Kapitel 3.5).

Abbildung 9.2: Strompreise privater Haushaltskunden



Quelle: Bundesnetzagentur 10/2016. Die Daten sind jeweils zum Stichtag 1. April des Jahres ermittelt worden. Bis 2015 wurde ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh angenommen. Seit 2016 wird ein Jahresverbrauch zwischen 2.500 bis 5.000 kWh zugrunde gelegt.

Die Entwicklung der Verbraucherpreise für Erdöl und Erdgas ist vor allem auf die zuletzt stark rückläufigen Rohstoffpreise an den internationalen Rohstoffmärkten zurückzuführen. Allein im Jahr 2015 sind etwa die Einfuhrpreise für Rohöl gegenüber 2014 um 36 Prozent zurückgegangen, die Einfuhrpreise für Gas sanken um 14 Prozent, jene für Steinkohle um knapp 7 Prozent.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Zentrale Maßnahmen im Bereich bezahlbare Energie für private Haushalte und Industrie

Rechtsvorschriften

Die EEG-Novelle 2014 hat dazu beigetragen, dass die Kostendynamik der EEG-Umlage gebremst werden konnte. Daran anknüpfend stärkt das im Juli 2016 verabschiedete EEG 2017 das Prinzip einer wirtschaftlichen, kosteneffizienten und umweltverträglichen Umsetzung der Energiewende, indem es u. a. den Übergang zu wettbewerblichen Ausschreibungen markiert (siehe Kapitel 3).

Mit der **Verordnung zur transparenten Ausweisung staatlich gesetzter oder regulierter Preisbestandteile in der Strom- und Gasgrundversorgung** hat die Bundesregierung die Transparenz für Verbraucher gestärkt und so den Vergleich der Tarife erleichtert. Anbieterwechsel können helfen, Energieausgaben zu senken.

Andere Maßnahmen

Ein effizienter Einsatz von Energie und Energieeinsparungen sind die Grundlage für sinkende Energieausgaben in der Zukunft. Dazu hat die Bundesregierung insbesondere auf den Weg gebracht:

- **Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz** (NAPE)
- **Informationskampagne „Deutschland macht's effizient"** (siehe Kapitel 4).

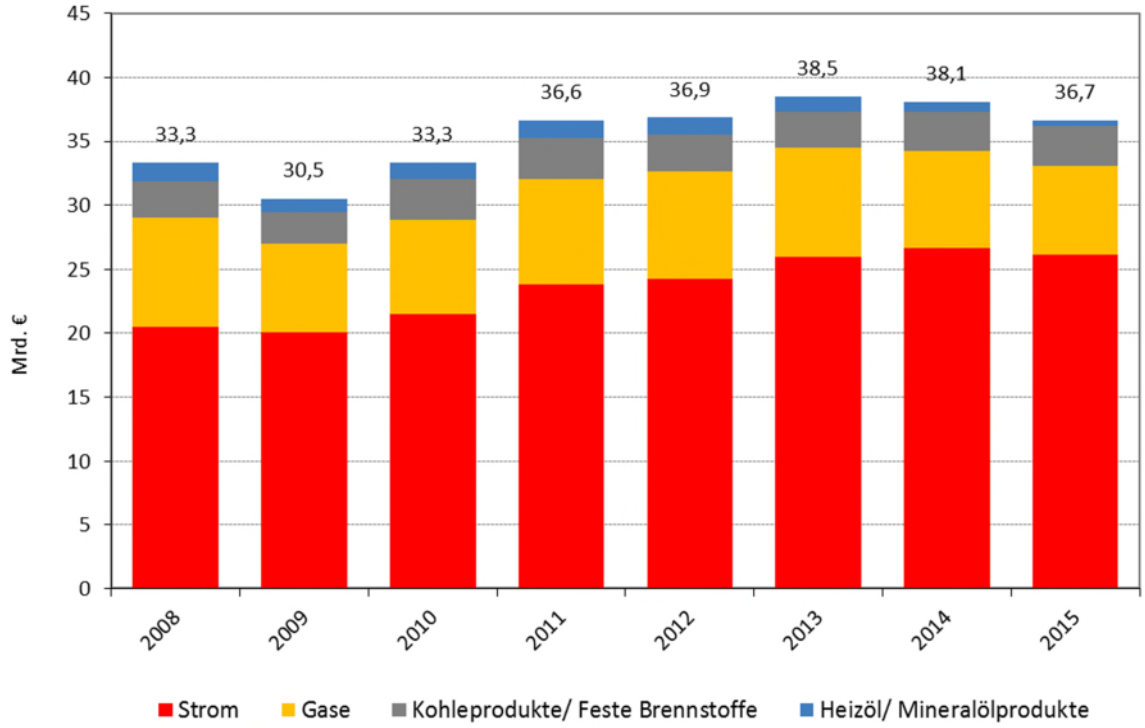
Da Deutschland trotz der Fortschritte bei der Energiewende zumindest mittelfristig bei fossilen Energieträgern weiter von Importen abhängig bleibt, hängen die Energiekosten auch stark von den Importpreisen ab. Auch um zu einer stabilen Entwicklung der Importpreise beizutragen, wird Deutschlands **internationale Energiepolitik** weiter darauf abzielen, Energielieferanten und Transportrouten soweit wie möglich zu diversifizieren (siehe Kapitel 12).

9.2 Bezahlbare Energie für die Industrie

Die Gesamtausgaben der Industrie für Energie sind 2015 zurückgegangen und waren so niedrig wie zuletzt im Jahr 2011. Energie ist für die Industrie ein wichtiger Kostenfaktor und hat somit Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Ländern. Insgesamt zahlte die Industrie 2015 rund 37 Milliarden Euro für Energie (siehe Abbildung 9.3) und damit etwa 3,7 Prozent weniger als noch 2014. Dieser Rückgang vollzog sich, obwohl der Verbrauch um 1,2 Prozent anstieg. Wichtigste Ursache für diese Entwicklung waren die deutlich niedrigeren Preise auf den globalen Rohstoffmärkten. Aber auch Preise für Mineralölerzeugnisse wie etwa schweres Heizöl hatten im Jahr 2015 einen deutlichen Rückgang um 38 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu verzeichnen. Der Preis für Gas fiel um 6,3 Prozent von 3,2 auf 3,0 ct/kWh. Die Ausgaben für Strom verringerten sich im Jahr 2015 um 2,1 Prozent von 26,7 auf 26,1 Milliarden Euro. Ursache hierfür waren sowohl ein etwas geringerer Verbrauch als auch niedrigere Strompreise.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 9.3: Energiekosten der Industrie



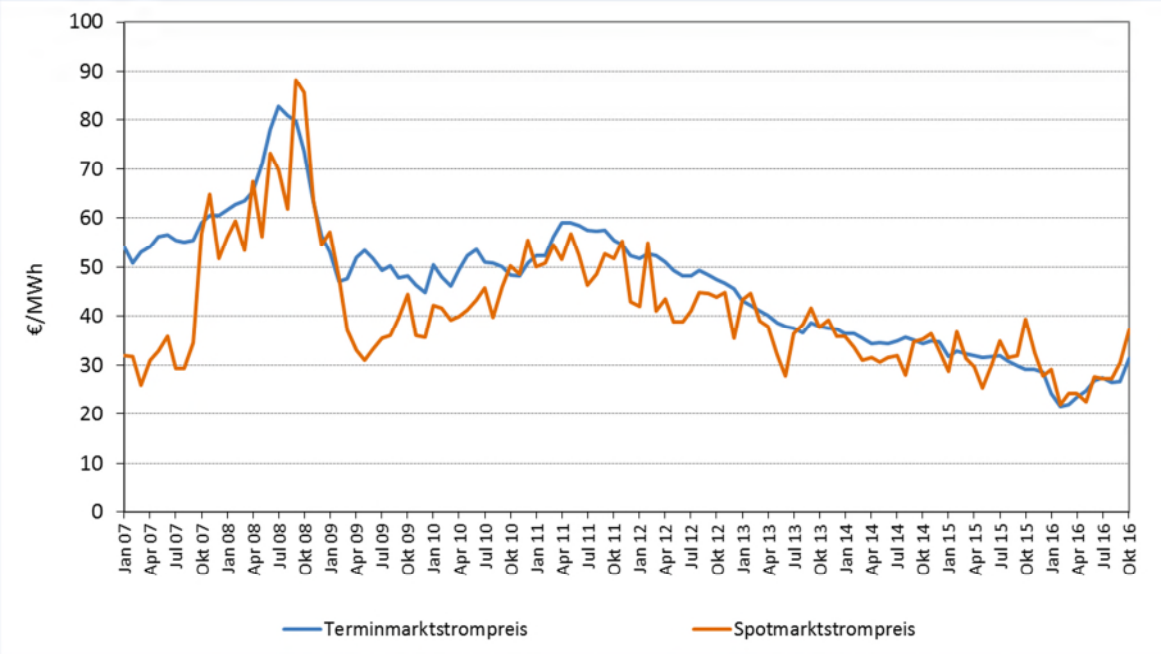
Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und des Statistischen Bundesamts 08/2016.

Börsenstrompreise

Die Preise an der europäischen Strombörse in Leipzig (European Energy Exchange) sind 2015 deutlich zurückgegangen. Damit setzt sich ein seit 2011 anhaltender Abwärtstrend fort. Im Jahresdurchschnitt 2015 lag der Börsenpreis für Strom zur Lieferung im Folgejahr (baseload year future) bei 31 Euro/MWh (siehe Abbildung 9.4). Gegenüber 2014 entspricht dies einem Rückgang um knapp 12 Prozent. In den ersten 10 Monaten des Jahres 2016 ging der Preis erneut zurück und lag im Durchschnitt bei 25,5 Euro/MWh. Einen vergleichbaren Verlauf wies, bei naturgemäß höherer Volatilität, auch der Spotmarkt-Preis auf. Die Strompreise am Termin- und Spotmarkt liegen weiterhin auf einem fast identischen Niveau. Dies zeigt, dass die Börsenteilnehmer in naher Zukunft nicht mit steigenden Großhandelsstrompreisen rechnen. Der Börsenhandel ist Teil des Großhandels mit Strom. Darüber hinaus wird Strom über außerbörsliche bilaterale Verträge gehandelt, die allerdings ebenfalls durch die Preissignale von der Strombörse beeinflusst sind. Solche Verträge haben häufig eine Laufzeit über mehrere Jahre.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 9.4: Börsenstrompreise im Spotmarkt und Terminhandel



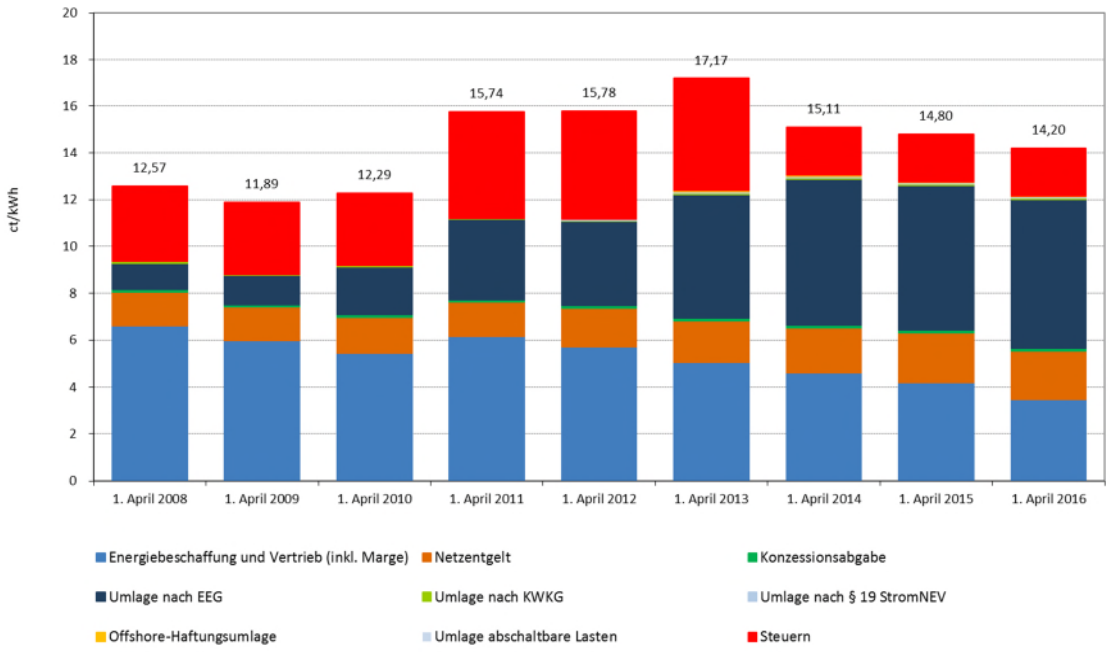
Quelle: European Energy Exchange 10/2016.
Monatsmittelwerte für Produkte Day Base (Stundenkontrakte) und Phelix-Futures (Baseload, Year Future)

Stromkosten machen etwa zwei Drittel der Gesamtkosten für Energie der Industrie aus. Sie sind daher für die Energiekosten von besonderer Bedeutung. Allerdings ist der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch in den einzelnen Branchen sehr unterschiedlich. Zudem können sich die Preise von Unternehmen zu Unternehmen stark unterscheiden. So spielen zum Beispiel individuelle Abnahmemengen und -profile eine Rolle bei der Preisbestimmung. Zudem gibt es regionale Unterschiede, etwa bei den Netzentgelten. Verschiedene Entlastungsregelungen führen dazu, dass Unternehmen, deren Produktion besonders stromkostenintensiv ist und die stark im internationalen Wettbewerb stehen, unter bestimmten Bedingungen reduzierte Abgaben und Umlagen zahlen.

Die Strompreise für Industrieunternehmen, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind im Jahr 2015 leicht zurückgegangen. Nach Erhebungen der Bundesnetzagentur lagen die Strompreise für Industrieunternehmen (Jahresabnahmemenge 24 GWh), die nicht unter die gesetzlichen Ausnahmebestimmungen fallen, zum Stichtag 1. April 2015 im Wesentlichen in einer Spanne von 13,45 bis 16,48 ct/kWh (ohne Umsatzsteuer). Die mittleren Preise sind im Jahr 2015 zum Stichtag verglichen mit dem Vorjahr um 2,1 Prozent von 15,11 auf 14,80 ct/kWh gesunken (siehe Abbildung 9.5). Dies lag vor allem an einem Rückgang des Preisbestandteils für Beschaffung, Vertrieb und Marge. Dieser Rückgang dürfte hauptsächlich auf die erneut deutlich gesunkenen Großhandelspreise zurückzuführen sein (siehe Kasten). Die Netzentgelte sind dagegen im Durchschnitt von 1,90 ct/kWh im Jahr 2014 auf 2,12 ct/kWh im Jahr 2015 gestiegen und sind zum Stichtag 1. April 2016 gestiegen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass viele Industriekunden, die einen hohen Jahresverbrauch haben und nicht unter Entlastungsregelungen fallen, einen separaten Netznutzungsvertrag mit ihrem Netzbetreiber abschließen und somit individuelle Netzentgelte zahlen. Im Jahr 2016 sind die Strompreise zum Stichtag 1. April erneut gesunken und zwar um 4,1 Prozent auf 14,20 ct/kWh.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 9.5: Strompreise für Industrieunternehmen, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen



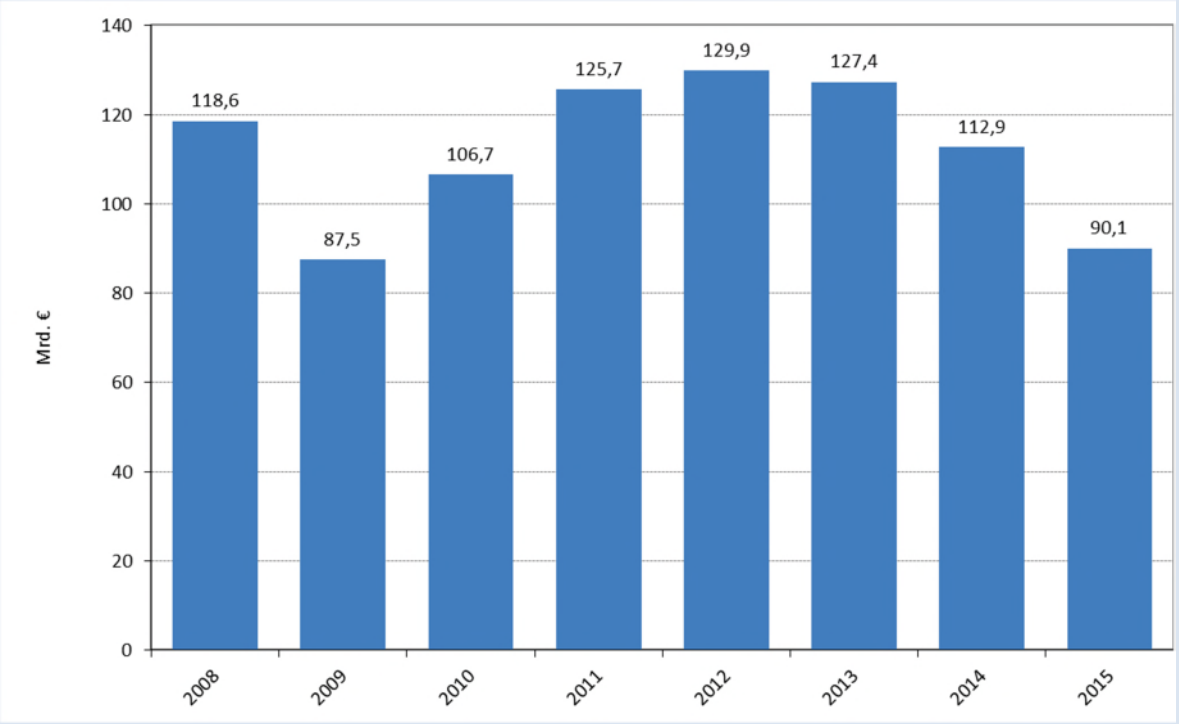
Quelle: Bundesnetzagentur 10/2016. Die Daten sind jeweils zum Stichtag 1. April des Jahres ermittelt worden. Angenommen wird ein Jahresverbrauch von 24 GWh (Jahreshöchstlast 4.000 kW und Jahresnutzungsdauer von 6.000 Stunden) in der Mittelspannung.

Gesamtwirtschaftliche Energieausgaben

Neben einer nach Verbrauchergruppen differenzierten Analyse kann eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung von Energieausgaben Aufschluss über die Belastung der Volkswirtschaft geben. Dazu betrachtet man die über alle Letztverbraucher aggregierten Ausgaben. Die Ausgaben für die Bereitstellung von Primärenergie sind im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr deutlich um 20,2 Prozent auf 90 Milliarden Euro zurückgegangen (Abbildung 9.6). Dies ist vor allem auf den starken Rückgang der Importpreise für fossile Rohstoffe zurückzuführen. So sind die Energiekosten durch den Verbrauch importierter Energieträger von rund 81 auf rund 57 Milliarden Euro gefallen. Die Letztverbraucherausgaben für den Endenergieverbrauch sind 2015 gesunken, und zwar verglichen mit 2014 um 4 Prozent auf 215 Milliarden Euro. Gleichzeitig ist das nominale Bruttoinlandsprodukt um 3,8 Prozent gestiegen. Somit sank der Anteil der Endenergieausgaben am nominalen Bruttoinlandsprodukt im Vergleich zum Vorjahr von 7,7 Prozent auf 7,1 Prozent. Die Letztverbraucherausgaben für Strom sind leicht gestiegen. Sie lagen 2015 bei 97 Milliarden Euro, was einem Wachstum gegenüber dem Vorjahr um 1 Prozent entspricht. Der Anteil der Ausgaben für Strom am nominalen BIP betrug 2015 3,2 Prozent. Im Vorjahr waren es noch 3,3 Prozent.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 9.6: Gesamtwirtschaftliche Ausgaben für den Primärenergieverbrauch



Quelle: BMWi, eigene Berechnungen auf Basis Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und BAFA 09/2016.

9.3 Bezahlbare Energie für eine wettbewerbsfähige Wirtschaft

Wachstum und Beschäftigung in Deutschland erfordern leistungsstarke und international wettbewerbsfähige Industrien. Gerade die energieintensiven Industrien bilden die Voraussetzung für den Erhalt geschlossener Wertschöpfungsketten und die Ansiedlung nachgelagerter Produktionsstandorte in Deutschland. Sie tragen damit direkt und indirekt in erheblichem Maße zur Schaffung und zum Erhalt von qualifizierten Arbeitsplätzen in Deutschland bei. Die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen und insbesondere der Industrie hängt aber nicht zuletzt von den heimischen Energiepreisen im internationalen Vergleich ab.

Die Kraftstoff- und Erdgaspreise lagen in Deutschland im Jahr 2015 nahe dem EU-Durchschnitt. Die Preise für Diesel-Kraftstoffe zum Beispiel lagen 2,8 Prozent unter dem EU-Durchschnitt. Gaspreise für Industriekunden in Deutschland lagen knapp 4 Prozent über dem europäischen Mittel.

Auch wenn die Strompreise für viele deutsche Industrie- und Gewerbeunternehmen im Jahr 2015 gesunken sind, lagen die Strompreise weiterhin über dem EU-Durchschnitt. Nach Zahlen von Eurostat für das zweite Halbjahr 2015 lagen die Preise für kleine Gewerbe- und Industriekunden mit einem Jahresverbrauch unter 20 MWh um 14,3 Prozent und mittelgroße Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 70 bis 150 GWh um 14,7 Prozent über dem EU-Durchschnitt (Angaben ohne Mehrwertsteuer sowie erstattungsfähige Steuern und Abgaben).

Bei den Strompreisen für besonders stromintensive Unternehmen liegt Deutschland wegen verschiedener Entlastungsregelungen im EU-Vergleich im Mittelfeld – zu diesem Ergebnis kommt eine

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Studie von Ecofys, ISI (2015) auf Grundlage von Daten für das Jahr 2014. Der Vergleich der Strompreise auf internationaler Ebene ist insbesondere für Unternehmen relevant, deren Produktion energieintensiv ist und die besonders stark im internationalen Wettbewerb stehen. Damit solche Unternehmen durch die Kosten der Energiewende nicht im Wettbewerb benachteiligt werden, gibt es verschiedene Entlastungsregelungen. Der Strompreis für diese Unternehmen wird hauptsächlich durch die Kosten für Beschaffung und Vertrieb bestimmt, sodass sich unter anderem die niedrigen Börsenstrompreise positiv auswirken.

Energiestückkosten

Die Energiekosten eines Unternehmens werden neben den Energiepreisen auch vom Energieverbrauch bestimmt. Der Energieverbrauch hängt nicht nur davon ab, wie viel produziert wird, sondern auch davon, wie effizient Energie eingesetzt wird. Somit können höhere Energiepreise gegenüber einem Konkurrenzstandort durch eine höhere Effizienz im Energieeinsatz und eine damit verringerte Energieintensität in der Fertigung in einzelnen Bereichen teilweise ausgeglichen werden. Beide Faktoren – Energiepreise und Energieeffizienz – können in den Energiestückkosten zusammenhängend betrachtet werden. Zur Berechnung der Energiestückkosten werden die zusammengefassten Energiekosten ins Verhältnis zur Bruttowertschöpfung oder zum Bruttoproduktionswert (Bruttowertschöpfung plus Wert der Vorleistungen) gesetzt. Berechnungen auf Basis der amtlichen Statistik ergeben zum Beispiel, dass die durchschnittlichen Energiestückkosten der deutschen Industrie im Jahr 2014 bei 18,5 Euro je 1.000 Euro Bruttoproduktionswert lagen. Im Jahr 2013 waren es noch 20,3 Euro.

Der Ansatz der Energiestückkosten ist noch relativ neu in der Diskussion. Seine Aussagekraft zur Kostenbelastung der Unternehmen und zur Wettbewerbsfähigkeit ist nicht unumstritten. Kritisiert wird unter anderem, dass teilweise indirekte Kosten und Wirkungszusammenhänge unberücksichtigt bleiben. In der Debatte um Energiekosten spielten diese aber eine wichtige Rolle. Eine aktuelle Studie des Öko-Instituts und des DIW (2016) kommt zu dem Ergebnis, dass die Energiestückkosten der deutschen Industrie gemessen am Bruttoproduktionswert 2016 gegenüber 2010 deutlich gesunken sind. Allerdings hängt die Aussagekraft einer solchen Betrachtung immer auch von der Repräsentativität des gewählten Basisjahres ab. Eine Untersuchung der Expertenkommission (2015a) betrachtet unter anderem die Energiestückkosten der chemischen Industrie und der Metallindustrie in der EU. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass die Energiestückkosten in diesen Branchen bezogen auf die Bruttowertschöpfung zwischen 1995 und 2011 in Deutschland deutlich weniger stark gestiegen sind als im EU-Durchschnitt.

Entlastungsregelungen leisten einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland und liegen im gesamtwirtschaftlichen Interesse. Für die Bundesregierung steht fest, dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie nicht gefährdet werden darf. Ziel bleibt, die Abwanderung von Unternehmen in Länder mit niedrigeren Umweltstandards bzw. geringeren Abgaben auf Energie („Carbon Leakage“) zu vermeiden sowie geschlossene Wertschöpfungsketten und industrielle Arbeitsplätze in Deutschland dauerhaft zu sichern. So kommt eine mittels makroökonomischer Projektionsmodelle durchgeführte Studie zu dem Ergebnis, dass eine Abschaffung der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG deutliche negative Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Produktion und Beschäftigung hätte (Prognos, GWS 2015). Die Ausnahmeregelungen im EEG und KWKG bedeuten entsprechend höhere Strompreise für private Haushalte und nicht-privilegierte Unternehmen. Auf Basis der aktuellen Jahresabrechnung wurde die

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Entlastungswirkung durch die Besondere Ausgleichsregelung im Jahr 2015 mit 1,38 ct/kWh bzw. 22,3 Prozent der EEG-Umlage finanziert.

Carbon Leakage-Regelungen tragen dazu bei, die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und Klimaschutzanforderungen in Einklang zu bringen. Bereits heute gilt: Die deutsche Wirtschaft produziert mehr, stößt aber trotzdem weniger Treibhausgase aus (siehe Kapitel 7.3). Für Unternehmen, deren Produkte in einem besonderen internationalen Wettbewerb stehen, soll die Kostenbelastung durch die CO_2-Vermeidung so begrenzt werden, dass Carbon Leakage vermieden wird. So bleibt die heimische Wirtschaftskraft erhalten. Gleichzeitig sind entsprechende Regelungen auch für den globalen Klimaschutz förderlich, weil Treibhausemissionen begrenzt und nicht verlagert werden.

Zentrale Maßnahmen im Bereich faire Wettbewerbsbedingungen

Besondere Ausgleichsregelung im EEG

- **Ziel:** Es soll verhindert werden, dass stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen durch die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland gegenüber internationalen Wettbewerbern benachteiligt werden und somit Arbeitsplätze verloren gehen.
- **Inhalt:** Stromkostenintensive Unternehmen aus Branchen, die im internationalen Wettbewerb stehen, können beantragen, eine reduzierte EEG-Umlage zu zahlen.
- **Zahlen:** Im Jahr 2015 waren 2.111 Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit einem Stromverbrauch von 95 TWh in der Besonderen Ausgleichsregelung privilegiert. Das Entlastungsvolumen betrug einschließlich Schienenbahnen 4,8 Milliarden Euro (BAFA 2016).

Ermäßigungen bei der KWKG-Umlage

- **Ziel:** Es soll verhindert werden, dass deutsche Unternehmen durch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland gegenüber internationalen Wettbewerbern benachteiligt werden und dadurch Arbeitsplätze verloren gehen.
- **Inhalt**: Stromverbraucher mit mehr als einer GWh Stromverbrauch und bestimmte, besonders stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen zahlen eine ermäßigte KWKG-Umlage.
- **Zahlen:** Im Jahr 2015 wurde gemäß Prognosedaten der Übertragungsnetzbetreiber für 206 TWh eine reduzierte KWKG-Umlage entrichtet, da der jeweilige Letztverbraucher mehr als eine GWh Strom bezogen hat. Zusätzlich wurde für weitere 87 TWh die KWKG-Umlage begrenzt, da sie stromintensiven Unternehmen zugeordnet werden konnten. Das Entlastungsvolumen betrug 493 Millionen Euro. Mit Wirkung ab 2016 wird dieses System umgestellt und die Bestimmungen im EEG zur Besonderen Ausgleichsregelung auch auf das KWKG übertragen.

Strompreiskompensation

- **Ziel:** Verhinderung von Produktionsverlagerungen ins Ausland
- **Inhalt:** Unternehmen mit besonders stromintensiven Produktionsprozessen, bei denen wegen hoher Kosten durch die CO_2-Emissionen bei der Stromerzeugung die Gefahr einer Produktionsverlagerung besteht, können seit Beginn der dritten Handelsperiode eine Kompensation für die Kosten beantragen, die ihnen durch die Kostenüberwälzung des EU-Emissionshandels auf den Strompreis entstehen. Der Umfang der Kompensation basiert auf dem CO_2-Zertifikatspreis für das jeweilige Abrechnungsjahr.
- **Zahlen:** Für das Jahr 2015 wurde für 928 Industrieanlagen ein positiver Beihilfebescheid ausgestellt, wodurch Beihilfen in Höhe von 186 Millionen Euro ausgezahlt wurden.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Entlastungen im Energie- und Stromsteuergesetz

- **Ziel:** Es soll verhindert werden, dass deutsche Unternehmen durch zu hohe Energiekosten gegenüber internationalen Wettbewerbern benachteiligt werden und somit Arbeitsplätze verloren gehen. Darüber hinaus werden unter bestimmten Voraussetzungen Steuerentlastungen für umweltfreundliche Verwendungszwecke gewährt (z. B. ÖPNV, KWK-Anlagen).
- **Inhalt:** Unternehmen können auf Basis verschiedener Anspruchsgrundlagen Steuerentlastungen beantragen (z. B. Entlastungen für besonders energie- oder stromintensive Prozesse und Verfahren, allgemeine Energiesteuer- und Stromsteuerentlastung für das produzierendes Gewerbe, Spitzenausgleich). Für die Gewährung des Spitzenausgleichs müssen zusätzlich Energieeffizienzanforderungen erfüllt werden.
- **Zahlen:** Bei der Energiesteuer beliefen sich die Entlastungen im Jahr 2015 auf 925 Millionen Euro. Bei der Stromsteuer lag die Entlastung bei 3,57 Milliarden Euro.

CO_2-Zertifikatspreis und teilweise freie Zuteilung im EU-Emissionshandelssystem (siehe Kapitel 12)

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

10 Netzinfrastruktur

Wo stehen wir?

- Der beschlossene Netzausbau muss zügig umgesetzt werden. Der Anteil der bis Ende des dritten Quartals 2016 realisierten EnLAG-Vorhaben ist mit rund 35 Prozent noch immer zu gering. Aber etwa die Hälfte der EnLAG-Vorhaben ist genehmigt.
- Ebenso wichtig ist, die Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz so schnell wie möglich zu realisieren. Hier geht die Planung der beiden großen Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen SuedLink und SuedOstLink in die nächste Phase.
- Die Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur in Deutschland ist im Hinblick auf Netzstabilität und -qualität nach wie vor auf einem sehr hohen Niveau.

Was ist neu?

- Mit dem EEG 2017 werden Netzausbau und Ausbau der erneuerbaren Energien künftig besser miteinander verzahnt. Dabei bleibt das zentrale Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zügig voranzubringen.
- Neue Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen werden künftig vorrangig als Erdkabel statt als Freileitung gebaut.
- Um Investitionen zu stärken, hat die Bundesregierung die Anreizregulierung weiterentwickelt und den Rahmen für Investitionen in Verteilernetze modernisiert. Außerdem wurde die Transparenz von Kosten und Erlösen der Netzbetreiber verbessert.
- Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende werden technische Voraussetzungen für Maßnahmen des Last- und Erzeugungsmanagements und somit mehr Flexibilität im Stromnetz geschaffen.

NETZAUSBAU	Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren.

10.1 Ausbau der Übertragungsnetze

Der Ausbau der Höchstspannungsnetze ist für eine erfolgreiche Energiewende und das Erreichen der Klimaschutzziele von zentraler Bedeutung. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Kernenergieausstieg kommt es zunehmend zu einer räumlichen Trennung von Stromerzeugung und Stromverbrauch. Daher ist der zügige Ausbau der Stromnetze auf Übertragungsnetzebene notwendig, insbesondere um den hauptsächlich im Norden und Osten Deutschlands produzierten Windstrom an Land und auf See zu den Verbrauchsschwerpunkten in Süd- und Westdeutschland zu transportieren.

Der Ausbau der Übertragungsnetze ist auch für die Verwirklichung des europäischen Energiebinnenmarktes erforderlich. Der europäische Stromhandel erhöht die Effizienz der Stromversorgung und zugleich die Versorgungssicherheit. Indem sich Angebot und Nachfrage über größere Räume ausgleichen, ermöglicht er u.a. eine kosteneffiziente Integration von erneuerbaren Energien. Für einen funktionierenden Strombinnenmarkt sind neben dem innerstaatlichen Netzausbau auch ausreichend grenzüberschreitende Netzkapazitäten notwendig (siehe Kapitel 12).

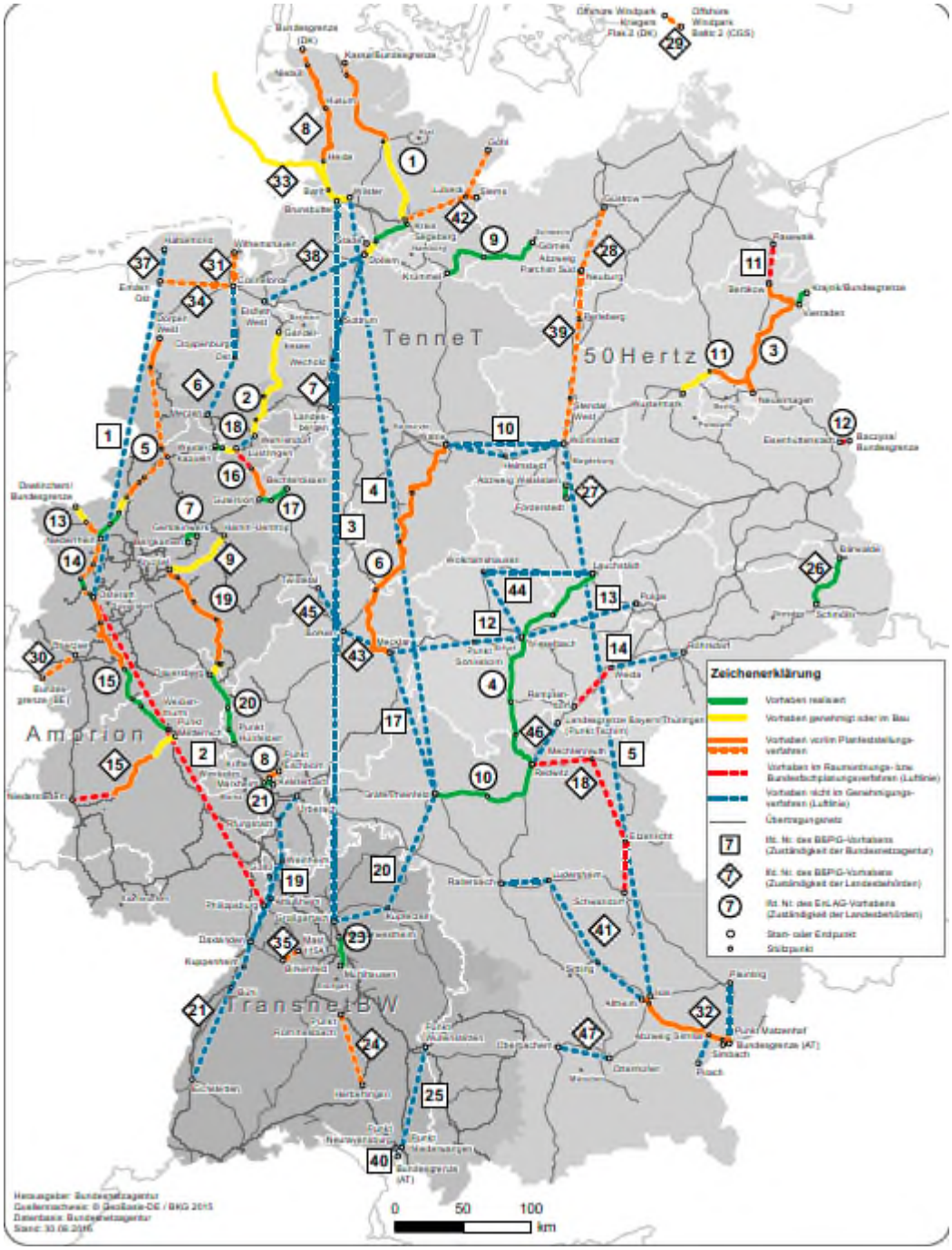
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Durch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurden die Bedarfe für den Bau von neuen Stromleitungen festgestellt. Das EnLAG umfasst aktuell 22 Vorhaben, die bereits im Jahr 2009 als vordringlich eingestuft wurden (siehe Abbildung 10.1). Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem EnLAG ergibt, liegt unter Berücksichtigung des dritten Quartalsberichts 2016 der Bundesnetzagentur bei rund 1800 km. Diese Vorhaben bilden das Startnetz für die Berechnungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Die Bundesnetzagentur dokumentiert kontinuierlich den aktuellen Stand der Planungs- und Bauvorhaben. Ende des dritten Quartals 2016 waren rund 900 km und damit die Hälfte der Vorhaben genehmigt. Davon sind bereits rund 650 km (rund 35 Prozent) realisiert. Die Fertigstellung der meisten EnLAG-Vorhaben war ursprünglich bis 2015 vorgesehen. Der Großteil der Vorhaben ist deutlich verzögert.

Der Bundesbedarfsplan im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) von 2015 basiert auf den von der Bundesnetzagentur bestätigten Vorhaben des Netzentwicklungsplans 2024. Der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert über die EnLAG-Vorhaben hinaus einen weiteren Netzausbau. Der Bundesbedarfsplan umfasst derzeit insgesamt 43 bundesweite Vorhaben, von denen 16 als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem BBPlG ergeben, liegt aktuell bei etwa 6.100 km. Im Netzentwicklungsplan sind davon etwa 3.050 km als Netzverstärkung kategorisiert. Von den Vorhaben sind Ende des dritten Quartals 2016 insgesamt rund 400 km genehmigt und 80 km realisiert. Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) zielt darauf ab, die Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Bau der als länderübergreifend und grenzüberschreitend gekennzeichneten Höchstspannungsleitungen des Bundesbedarfsplans zu beschleunigen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 10.1: EnLAG- und BBPlG-Projekte



Quelle: Bundesnetzagentur 09/2016. Hinweis: Graphische Darstellung der Stände des Ausbaus von Leitungsvorhaben nach dem EnLAG sowie BBPlG zum dritten Quartal 2016. Die Linien in der Karte stellen lediglich die direkten Verbindungen zwischen den gesetzlich festgelegten Netzverknüpfungspunkten dar (Luftlinien) und sind nicht als Visualisierung der Trassenverläufe zu verstehen.

Ein regelmäßiges, umfassendes Monitoring zu den Ausbauvorhaben schafft für alle Akteure Transparenz zum Stand der Leitungsvorhaben. Das vierteljährlich von der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlichte, bisher auf EnLAG-Vorhaben fokussierte Monitoring wurde zum ersten Quartal 2016 weiterentwickelt. Fortan dokumentiert die BNetzA auch den Stand der BBPlG-Vorhaben sowie der Vorhaben aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan, das heißt die Anbindungsleitungen für Windparks auf See in Berichtsform und auf www.netzausbau.de.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Die Öffentlichkeit wird eng in die Planungen zum Netzausbau eingebunden. Dies gilt für die Bedarfsermittlung, die Bundesfachplanung sowie die Planfeststellung. Beispielsweise werden die Entwürfe der Netzentwicklungspläne durch die Übertragungsnetzbetreiber und durch die Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellt. Die Öffentlichkeit hat jeweils die Möglichkeit, sich schriftlich zu diesen Plänen zu äußern. Neben der Beteiligung in diesen formellen Verfahren können sich Bürgerinnen und Bürger bereits frühzeitig in informellen Dialogprozessen einbringen. So führen die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur zahlreiche Veranstaltungen vor Ort durch. Darüber hinaus fördert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie seit 2015 die Initiative „Bürgerdialog Stromnetz“, die deutschlandweit mit zehn Bürgerbüros präsent ist, vor Ort vielfältige Veranstaltungen durchführt sowie online über ihre Angebote informiert und Beteiligungsformate anbietet.

Seit Januar 2016 gilt der Erdkabelvorrang für große Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen. Das Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus verankert für neue Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen den Vorrang der Erdverkabelung als Planungsgrundsatz in der Bundesfachplanung. Der Vorrang betrifft die großen Nord-Süd-Trassenvorhaben SuedLink und SuedOstLink sowie den nördlichen Teil des Korridors A. Damit trägt der Gesetzgeber Vorbehalten gegenüber großen Freileitungstrassen Rechnung. Dies soll die Akzeptanz vor Ort erhöhen und helfen, den Netzausbau zu beschleunigen.

Mit dem EEG 2017 werden der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netzausbau besser verzahnt. Der Windenergieausbau wird vorübergehend dort lokal angepasst, wo sich Netzengpässe verstärkt zeigen. In diesen Gebieten wird die Ausschreibungsmenge von Windenergieanlagen an Land bis Ende 2019 auf den Wert von 58 Prozent des durchschnittlichen Zubaus der Jahre 2013 bis 2015 vorübergehend begrenzt. Dies dient dazu, das Übertragungsnetz zu entlasten und Netzengpässe nicht zusätzlich zu erhöhen. Die restlichen Ausbaumengen werden über die übrigen Regionen in Deutschland verteilt. Bei Wind auf See soll die Verteilung des Ausschreibungsvolumens von 500 MW in den Jahren 2021 und 2022, 700 MW in den Jahren 2023 bis 2025 und 840 MW ab 2026 einen kontinuierlichen Ausbaupfad sicherstellen und gleichzeitig gewährleisten, dass bei der Inbetriebnahme neuer Windenergieanlagen auf See die notwendigen Anbindungsleitungen für den Abtransport des Stroms bereitstehen. Zudem wird der Zubau für das Jahr 2021 in die Ostsee gelenkt. Diese Maßnahmen entlasten die Netze.

10.2 Ausbau der Stromverteilernetze

Stromverteilernetze übernehmen zunehmend neue Aufgaben. Die Stromverteilernetze dienen traditionell der lokalen Verteilung von elektrischem Strom innerhalb einer begrenzten Region. Zunehmend kommen weitere Herausforderungen auf die Struktur dieser Netze zu. So steigt die Stromeinspeisung durch kleinere und mittlere Erzeugungsanlagen im Verteilernetz. Über 90 Prozent der in Erneuerbare-Energien-Anlagen installierten Leistung sind an Verteilernetze angeschlossen. Immer mehr Stromverbraucher sind zugleich auch Produzenten. Investitionsbedarf entsteht in diesen Netzen deshalb zunehmend vor dem Hintergrund, dass sie nicht für die Aufnahme einer entsprechenden Stromeinspeisung ausgelegt sind. Neben dem notwendigen Netzausbau sollen die Verteilernetze zu

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

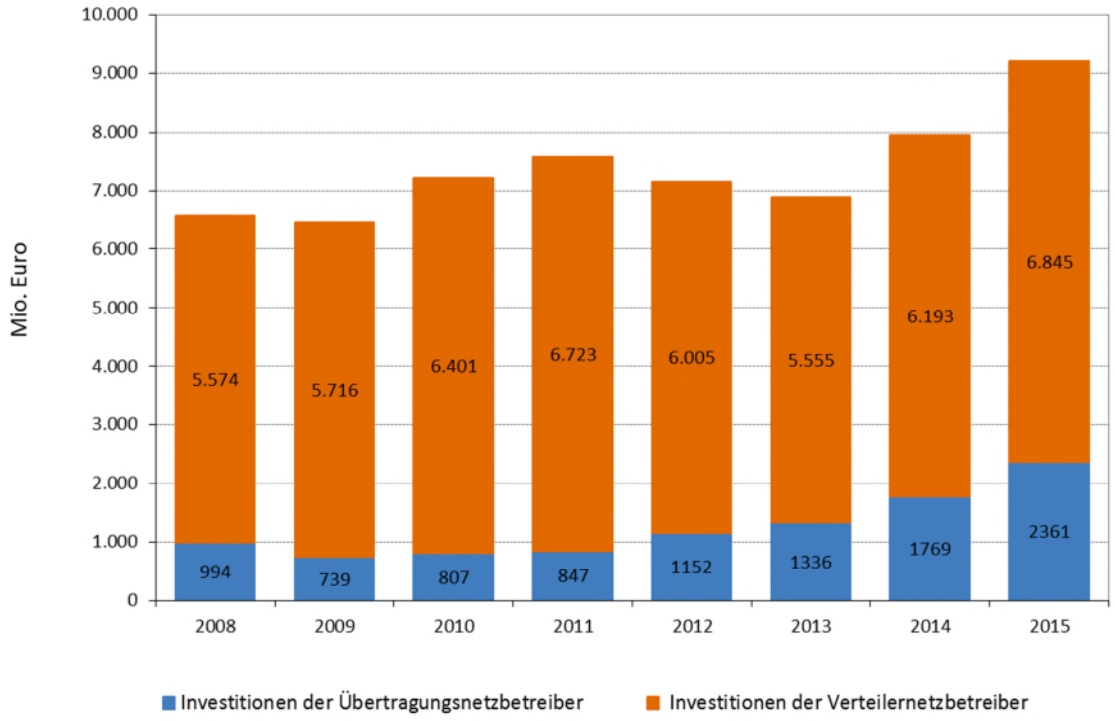
intelligenten Netzen (Smart Grids) fortentwickelt werden. Die eingespeisten Strommengen sollen mithilfe von Smart Grids bestmöglich integriert werden.

Eine entscheidende Rolle bei der Modernisierung der Verteilernetze kommt dem Einsatz digitaler Technologien zu. Dazu hat der Bundestag im Juli 2016 das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende beschlossen. Bereits im Februar 2015 war das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“, kurz SINTEG, angelaufen (siehe Kapitel 11.2).

10.3 Netzinvestitionen und Netzentgelte

Mit dem Ausbau der Stromnetze geht ein erhöhter Investitionsbedarf einher. Die Investitionen haben sich im vergangenen Jahr weiter erhöht und werden weiterhin ansteigen. Unter anderem sind auch die Kosten zur Finanzierung der Erdverkabelung zu berücksichtigen, die über die Netznutzungsentgelte refinanziert und von den Netznutzern getragen werden. Die Netzbetreiber investierten im Jahr 2015 insgesamt rund 9,2 Milliarden Euro in deutsche Stromnetze (siehe Abbildung 10.2). Im Übertragungsnetz floss mit 2,1 Milliarden Euro der Großteil der Investitionen in Neubau und Netzverstärkung. Darüber hinaus wurden 299 Millionen Euro für Wartung und Instandhaltung der Netze aufgewendet. Auf Verteilernetzebene investierten die Netzbetreiber rund 3,8 Milliarden Euro in den Ausbau und 3 Milliarden Euro in die Wartung und Instandhaltung der Infrastruktur.

Abbildung 10.2: Investitionen in Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen



Quelle: Bundesnetzagentur 10/2016.

Die Finanzierung der Stromnetze erfolgt über Netzentgelte. Die Kosten für den Betrieb, die Instandhaltung und die Erweiterung der Stromnetze werden durch Netzentgelte finanziert. Diese

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

werden von den Netznutzern getragen. Für die Belieferung von Haushaltskunden mit einem jährlichen Strombezug von 3.500 kWh fielen im Jahr 2015 durchschnittlich 6,59 ct/kWh als Netzentgelte an. Gemessen am durchschnittlichen Strompreis von 29,11 ct/kWh entspricht das einem Anteil von 22,6 Prozent. Gegenüber dem Vorjahr sind die Netzentgelte 2015 leicht um 0,8 Prozent gestiegen. Für Industriekunden mit einer Jahresabnahmemenge von 24 GWh, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind die Netzentgelte im Jahr 2015 um 11,6 Prozent auf 2,12 ct/kWh gestiegen. Der Anteil der Netzentgelte am Strompreis betrug damit 14,3 Prozent. Auch zum Stichtag 1. April 2016 sind die Netzentgelte gestiegen.

Die Einnahmen der Netzbetreiber unterliegen der Anreizregulierung. Das Stromnetz ist ein natürliches Monopol. Die Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden schützen die Stromverbraucher vor möglichem Missbrauch der Monopolstellung. Der Regulierungsrahmen sieht vor, dass die Netzbetreiber nur solche Kosten über die Netzentgelte refinanzieren können, die bei einer effizienten Betriebsführung anfallen würden. Dafür wird vor Beginn der Regulierungsperiode für jedes Jahr der Regulierungsperiode eine individuelle Erlösobergrenze für jeden Netzbetreiber bestimmt. Dies soll dem Netzbetreiber ausreichend Erlöse ermöglichen, um seine tatsächlichen Kosten unter Berücksichtigung von Effizienzanforderungen zu decken. Die Erlösobergrenze ist maßgeblich für die Höhe der Netzentgelte. Im August 2016 wurde die Anreizregulierung reformiert mit dem Ziel, die Investitionsbedingungen zu verbessern, Effizienzanreize zu verstärken und die Transparenz zu erhöhen.

10.4 Stabilität und Qualität der Stromnetze

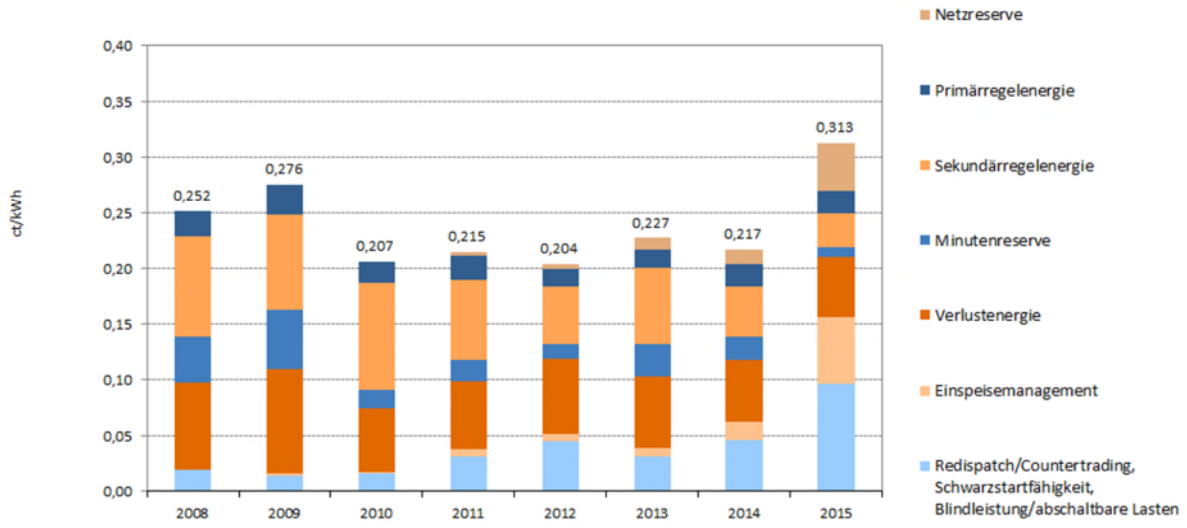
Die Netzbetreiber sorgen für die Stabilität der Stromnetze. Frequenz- oder Spannungsabweichungen sowie Netzengpässe können die Stabilität des Systems gefährden. Um die Netze stabil zu halten, ergreifen die Netzbetreiber Maßnahmen, sogenannte Systemdienstleistungen. Zum Beispiel wird Regelleistung eingesetzt, um Frequenzabweichungen zu korrigieren. Zur Bewältigung von Netzengpässen werden ein Redispatch konventioneller Kraftwerke und ein Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen durchgeführt. Allgemein müssen künftig auch Erzeuger erneuerbarer Energien sowie Speicher und flexible Lasten verstärkt zur Systemstabilität beitragen. Schon heute können die Netzbetreiber zum Beispiel auf abschaltbare Lasten zugreifen. Im Rahmen der dena-Plattform Systemdienstleistungen werden gemeinsam mit Netz- und Anlagenbetreibern, Technologieherstellern und dem BMWi Lösungen für die Weiterentwicklung netzstabilisierender Maßnahmen erarbeitet.

Die Kosten für Systemdienstleistungen sind 2015 deutlich gestiegen. Im Jahr 2015 lagen sie bei 1,6 Milliarden Euro, gegenüber 1,1 Milliarden Euro im Vorjahr. Dadurch ergeben sich durchschnittliche Kosten je verbrauchter Kilowattstunde Strom von 0,31 Cent (siehe Abbildung 10.3). Die Kosten für Systemdienstleistungen werden von den Stromkunden größtenteils über die Netzentgelte getragen (siehe Kapitel 9). Der Teil der Systemdienstleistungskosten, der auf Engpässe im Stromnetz zurückzuführen ist, hat sich verglichen mit dem Vorjahr beinahe verdreifacht, und zwar von 387 auf 1035 Millionen Euro. So sind z. B. die Kosten für Einspeisemanagement von 83 auf 315 Millionen Euro sowie für die Netzreserve von 66 auf 219 Millionen Euro gestiegen. Die Kosten für Redispatch lagen im Jahr 2015 bei 412 Millionen Euro, gegenüber 185 Millionen Euro im Vorjahr. Ein Grund für die Verschärfung der Netzengpasssituation ist der kräftige Zubau von Windenergie an Land und auf See in

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

den vergangenen Jahren bei gleichzeitig verzögertem Netzausbau. Die klassischen Systemdienstleistungen zur Frequenz- und Spannungshaltung verursachten 2015 dagegen geringere Kosten als im Vorjahr. Diese Kosten folgen weiter einem langjährigen Abwärtstrend. Ein Grund für diese positive Entwicklung ist auch der zunehmend besser funktionierende Strommarkt, der einen geringeren Einsatz von Regelenergie zur Folge hat.

Abbildung 10.3 Durchschnittliche Kosten für Systemdienstleistungen je verbrauchter Kilowattstunde



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Bundesnetzagentur 10/2016.

Zentrale Maßnahmen im Bereich Netzinfrastruktur

Novelle Anreizregulierungsverordnung

- **Ziele:** Die Investitionsbedingungen bei Verteilernetzen sollen verbessert und Effizienzanreize verstärkt werden. Gleichzeitig sollen die Kosten für die Verbraucher möglichst gering gehalten und die Transparenz erhöht werden.
- **Inhalt:** Für eine jeweils fünfjährige Regulierungsperiode werden den Verteilernetzbetreibern Erlösobergrenzen gesetzt. Diese werden auf Grundlage eines Effizienzvergleichs unter den Betreibern ermittelt. Besonders effiziente Netzbetreiber werden mit einem finanziellen Bonus belohnt. Neue Veröffentlichungspflichten machen die Entscheidungen der Regulierungsbehörden sowie die Kosten und Erlöse der Netzbetreiber nachvollziehbarer.

Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Energieleitungsbaus

- **Ziele:** Steigerung der Akzeptanz für den Netzausbau und in der Folge Beschleunigung des Netzausbaus
- **Inhalt:** Für neue Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen wird der Vorrang der Erdverkabelung als Planungsgrundsatz in der Bundesfachplanung verankert. Bei Dreh- oder Wechselstromleitungen werden die Anzahl der Pilotstrecken für Erdkabel und die Kriterien für eine Erdverkabelung erweitert. Wichtige Netzausbauvorhaben aus dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan 2024 werden gesetzlich im Bundesbedarfsplangesetz verankert.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Weiterentwicklung Monitoring zu deutschen Netzausbauvorhaben

- **Ziele:** Für alle Akteure Transparenz und Bewusstsein hinsichtlich realistischer Planungs- und Realisierungsannahmen schaffen und Verzögerungen beim Netzausbau rechtzeitig erkennen.
- **Inhalt:** Das vierteljährlich von der Bundesnetzagentur veröffentlichte bisher auf EnLAG-Vorhaben fokussierte Monitoring (www.netzausbau.de) wurde zum ersten Quartal 2016 weiterentwickelt. Zukünftig veranschaulichen für die Vorhaben nach EnLAG (22), BBPlG (43) und auf See (20) jeweils ein Bericht und ein zusammenfassendes Balkendiagramm den Stand der Planungs- und Genehmigungsverfahren der Einzelvorhaben. Das Balkendiagramm der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben weist zudem u. a. die geplanten Inbetriebnahmedaten aus.

Weiterentwicklung der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten

- **Ziele:** Gewährleistung der Netzstabilität und somit Versorgungssicherheit
- **Inhalt/Stand:** Abschaltbare Lasten sind Industriebetriebe mit einem hohen und kontinuierlichen Stromverbrauch, die im netztechnischen Bedarfsfall ihren Verbrauch vorübergehend „abschalten“ können. Die Beschaffung und Nutzung abschaltbarer Lasten wurden gegenüber der Vorgängerregelung konsequent weiterentwickelt. Insbesondere wurden die Beschaffung stärker wettbewerblich ausgerichtet und die Nutzungsmöglichkeiten erweitert und optimiert. Die Neufassung der Verordnung ist am 1. Oktober 2016 in Kraft getreten. Die Vereinbarkeit mit den europäischen Beihilferegeln wurde von der Europäischen Kommission bestätigt.
- **Zahlen:** Im Jahr 2015 standen durchschnittlich 944 MW Abschaltleistung zur Verfügung, davon waren 398 MW sofort abschaltbare Lasten.

Strommarktgesetz (siehe Kapitel 8)

Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (siehe Kapitel 11)

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

11 Integrierte Entwicklung des Energiesystems

Wo stehen wir?

- Die volkswirtschaftlich effiziente Integration von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor leistet einen zunehmenden Beitrag zur Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung sowie zur weiteren Flexibilisierung des Energiesystems.
- Digitalisierung verbindet die Energiewirtschaft mit moderner Informations- und Kommunikationstechnik. Mit neuen, kundenfreundlichen Geschäftsmodellen schafft sie neue Potenziale zur Effizienzsteigerung und zur Integration erneuerbarer Energien. Datenschutz und Datensicherheit haben dabei eine hohe Priorität.

Was ist neu?

- Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende vom Juli 2016 setzt das Startsignal für Smart Grid, Smart Meter und Smart Home in Deutschland. Das mit dem Gesetz eingeführte intelligente Messsystem dient als sichere Kommunikationsplattform, um das Stromversorgungssystem energiewendetauglich zu machen.

SEKTORKOPPLUNG DIGITALISIERUNG	Die Potenziale der effizienten Sektorkopplung und der Digitalisierung für das Gelingen der Energiewende nutzen.

11.1 Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

Erneuerbarer Strom wird der wichtigste Energieträger. Der nach Nutzung der bestehenden Effizienzpotenziale und dem direkten Einsatz erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor verbleibende Energiebedarf wird zunehmend durch erneuerbaren Strom gedeckt (Sektorkopplung). Im Verkehrssektor gelingt dies insbesondere durch die Einführung und Verbreitung direktelektrischer Antriebstechniken auf der Basis einer zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung. Im Gebäudebereich spielt Strom aus erneuerbaren Energien, z. B. durch die Nutzung von Wärmepumpen, neben anderen erneuerbaren Energien eine immer wichtigere Rolle bei der Wärmeversorgung. Nachhaltig erzeugte erneuerbare Brennstoffe (z. B. Biomasse) kommen bei Berücksichtigung der begrenzt verfügbaren nachhaltigen Potenziale zum Einsatz, wo Strom technisch oder ökonomisch nicht sinnvoll genutzt werden kann. Dies kann insbesondere für den Luft- und Schiffsverkehr sowie für Teile der Industrie gelten.

Hocheffiziente Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge benötigen vergleichsweise wenig Strom und können einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung im Wärme- und Verkehrssektor leisten. Wie Tabelle 11.1 zeigt, benötigen beide Technologien weniger Strom zur Erzeugung der gleichen Menge Wärme oder Antriebsenergie als konventionelle fossile Energieträger oder Technologien, die mehrere Umwandlungsschritte voraussetzen (z. B. Wasserstoffheizungen).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Tabelle 11.1: Verschiedene Technologien zur Sektorkopplung ersetzen mit einer Kilowattstunde Strom unterschiedliche Mengen fossiler Brennstoffe (in der Wärmeversorgung und im Verkehr)

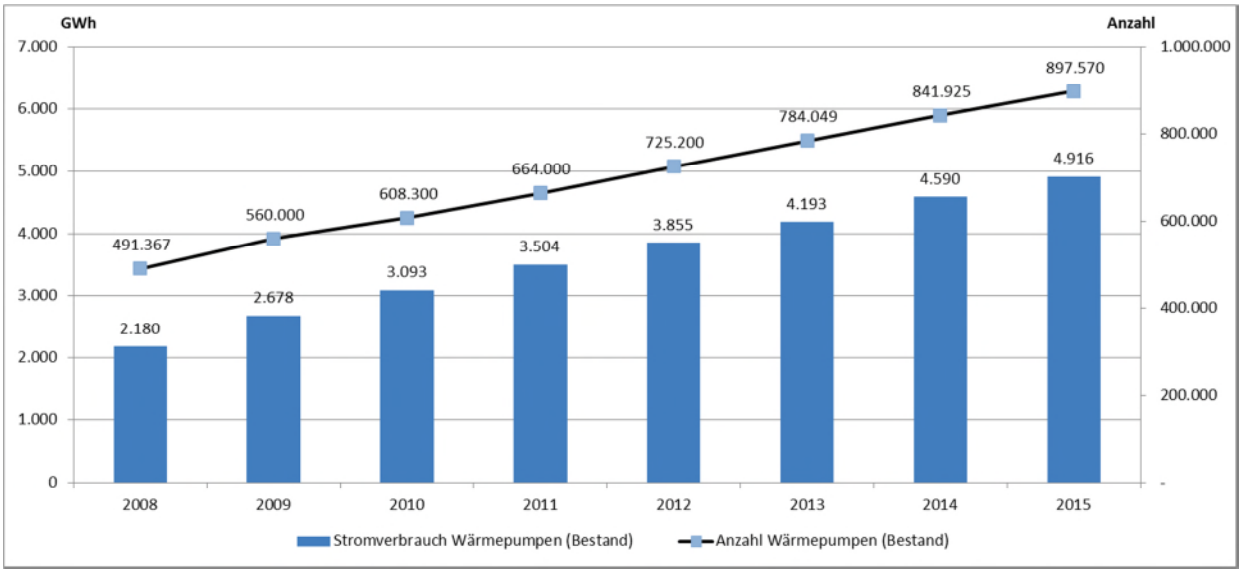
regenerative Bereitstellung			fossile Einsparung		Substitutions-verhältnis
Input	**Technik**	**bereitgestellte Energie / Nutzen**	**Technik**	**Input**	
1 kWh reg. Strom	Power-to-Heat Wärmepumpe	3,3 kWh Wärme	Brennwertkessel	3,1 kWh Erdgas	**3,1**
1 kWh reg. Strom	E-Auto	4,6 km	Verbrennungs-motor	2,6 kWh Diesel	**2,6**
1 kWh reg. Strom	Power-to-Heat direktelektrisch	1,0 kWh Wärme	Brennwertkessel	0,9 kWh Erdgas	**0,9**
1 kWh reg. Strom	Power-to-Gas (Wasserstoff) stofflich	0,7 kWh Wasserstoff	Dampfreforming	0,9 kWh Erdgas	**0,9**
1 kWh reg. Strom	Power-to-Gas (Methan)	0,6 kWh Methan		0,6 kWh Erdgas	**0,6**
1 kWh reg. Strom	Power-to-Liquid	0,5 kWh flüssiger Kraftstoff		0,5 kWh flüssiger Kraftstoff	**0,5**

Quelle: UBA (2016a) und (2016b). Den Berechnungen in den Quellen sind plausible Annahmen zugrunde gelegt. Die Werte in der Tabelle sind gerundet.

Die Bedeutung von Wärmepumpen zur Erzeugung von Wärme hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Der Marktanteil von Wärmepumpen an neu installierten Heizungen betrug im Jahr 2015 rund 21 Prozent. Seit 2008 stieg die Anzahl der installierten Anlagen von knapp 500.000 um 83 Prozent auf fast 900.000. Dies liegt zum einen an der zunehmenden Kostendegression der Anlagen, aber auch an ordnungsrechtlichen Mindestanforderungen an erneuerbare Energien und Energieeffizienz (z. B. Energieeinsparverordnung, Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz) sowie an Förderprogrammen (z. B. CO_2-Gebäudesanierungsprogramm, Marktanreizprogramm). Die installierte thermische Leistung erhöhte sich im gleichen Zeitraum sogar um 124 Prozent von knapp 4.000 auf 8.894 MW, da nicht nur mehr, sondern zunehmend größere und leistungsstärkere Wärmepumpen installiert werden. Der Stromverbrauch aller Wärmepumpen entwickelte sich weitgehend synchron zur thermischen Leistung und lag im Jahr 2015 bei knapp 5 GWh.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

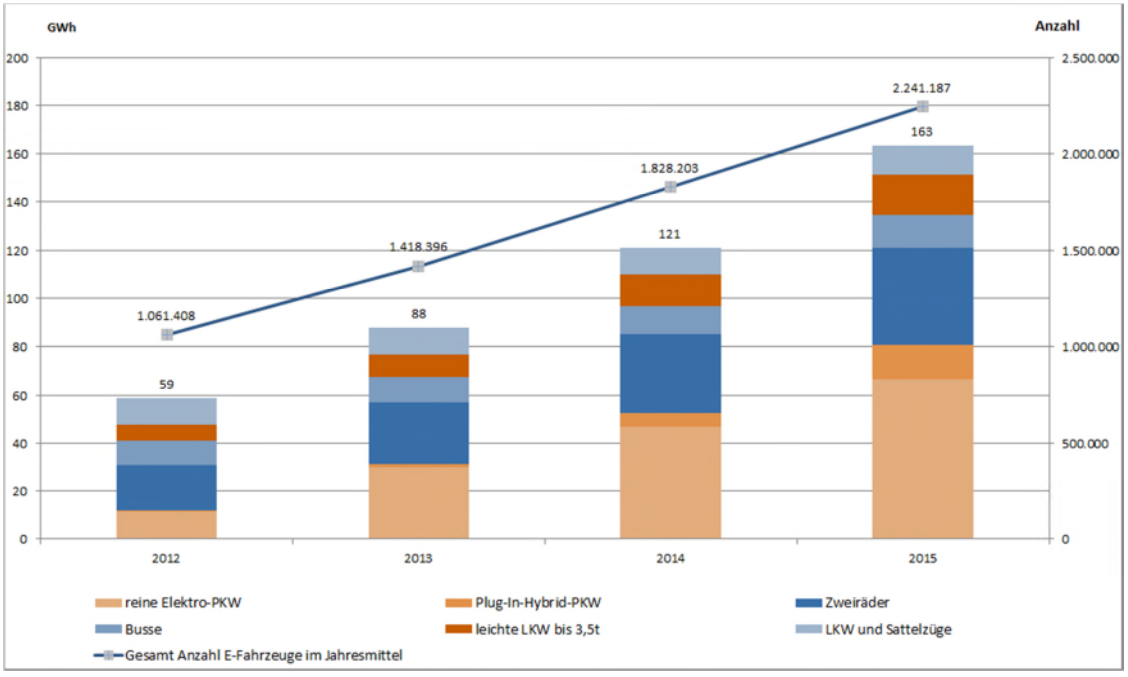
Abbildung 11.1: Anzahl und Stromverbrauch von Wärmepumpen



Quelle: Umweltbundesamt/Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik auf Basis von Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung und Geothermie Zentrum Bochum, Stand 08/2016.

Die Zahl der Elektro- und Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge auf deutschen Straßen ist auch 2015 weiter gestiegen. Gleichwohl steht Deutschland bei der Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe mit Ausnahme des Schienenverkehrs noch ganz am Anfang (siehe Kapitel 6). Nichtsdestoweniger ist der Stromverbrauch durch Elektromobilität bezogen auf ein- und mehrspurige Fahrzeuge gegenüber dem Vorjahr um knapp 35 Prozent auf rund 163 GWh im Jahr 2015 gestiegen (siehe Abbildung 11.2). Durch den steigenden erneuerbaren Anteil im Stromsektor nahm damit der verkehrsbedingte Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien zu**.**

Abbildung 11.2: Anzahl und Stromverbrauch von ein- und mehrspurigen Elektrofahrzeugen



Quelle: Umweltbundesamt 09/2016, Kraftfahrt-Bundesamt 10/2016 und ITD/ifeu 2015. Betrachtet werden rein elektrische Antriebe und Plug-In-Hybrid-Antriebe.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Eine integrierte Entwicklung des Energiesystems wird die Interaktion zwischen den Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäuden sowie Industrie voranbringen. Bei der Gestaltung entsprechender Rahmenbedingungen kommt der Stromerzeugung eine Schlüsselstellung zu. Zukunftsgerichtete Rahmenbedingungen vermeiden technische, ökonomische oder politische Lock-in-Effekte. Daneben spielen auch flexible Infrastrukturen eine wichtige Rolle.

Zentrale Maßnahmen im Bereich Sektorkopplung

Erste Maßnahmen, die zu einer verstärkten Nutzung der effizienten Sektorkopplung beitragen sollen, sind:

Umweltbonus Elektromobilität (siehe Kapitel 6)

Wärmepumpen-Förderung

- **Ziele:** Neben anderen Technologien zur Wärme- und Kälteerzeugung aus erneuerbaren Energien fördert das Marktanreizprogramm (MAP) auch die verstärkte Nutzung strombetriebener Wärmepumpen. Dies dient dem Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung zu erhöhen, gleichzeitig fördert das MAP damit u. a. auch die weitere Verbreitung der Wärmepumpentechnologie.
- **Inhalt/Stand:** Im Rahmen des MAP gefördert werden u. a. sowohl elektrisch betriebene Luft/Wasser-Wärmepumpen als auch Wasser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen. Mit der Novelle des Förderprogramms im Frühjahr 2015 wurden die bestehenden Fördermöglichkeiten für Wärmepumpen verbessert und stärker nach der Effizienz der verschiedenen Wärmepumpentechnologien gestaffelt. Außerdem können seitdem besonders innovative Wärmepumpenanlagen auch bei einer Errichtung in Neubauten gefördert werden.
- **Zahlen:** Im Jahr 2015 wurden ca. 16.000 Wärmepumpen über das MAP gefördert. Seit der Novelle erhalten Anlagen mit der Wärmequelle Luft eine Förderung von mindestens 1.300 Euro, Wärmepumpen mit der Wärmequelle Erdwärme oder Wasser werden mit mindestens 4.000 Euro gefördert.

Niedertemperaturwärmenetze mit Saisonalwärmespeicher

- **Ziele:** Niedertemperaturwärmenetze (Wärmenetze der vierten Generation) mit Vorlauftemperaturen von 30-40 Grad Celsius können effektiv durch erneuerbare Energien beschickt werden und eröffnen in Kombination von Großwärmepumpen und Saisonalwärmespeichern auch zusätzliche Flexibilitätspotentiale für den Strommarkt. Mit einer in Vorbereitung befindlichen Förderung größerer Modellvorhaben soll die Realisierbarkeit solcher innovativen Gesamtkonzepte für die breitere Praxis erprobt und demonstriert werden.
- **Inhalt/Stand:** Maßnahme wurde in der ESG vorgeschlagen, die detaillierte Ausgestaltung der Fördermaßnahme ist derzeit in Vorbereitung.

Förderung von innovativen KWK-Systemen im KWKG

- **Ziele:** Die Förderung für innovative KWK-Systeme ist ein Innovationspilot, um Praxiserfahrungen mit diesen System zu sammeln.
- **Inhalt/Stand:** Weiterentwicklung der KWK hin zu zukunftsweisenden Systemen für eine besonders treibhausgasarme und energieeffiziente KWK und Versorgung im Wärmenetz. Als innovatives KWK-System kommt z. B. ein Systemverbund aus erdgasbefeuerten KWK-

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Anlagen und Technologien zur Bereitstellung von Wärme auf der Basis von erneuerbaren Energien und Umweltwärme in Betracht. Die Förderung wird durch wettbewerbliche Ausschreibungen ermittelt. Die detaillierte Ausgestaltung der Ausschreibung ist derzeit noch in Vorbereitung.

11.2 Digitalisierung der Energiewende

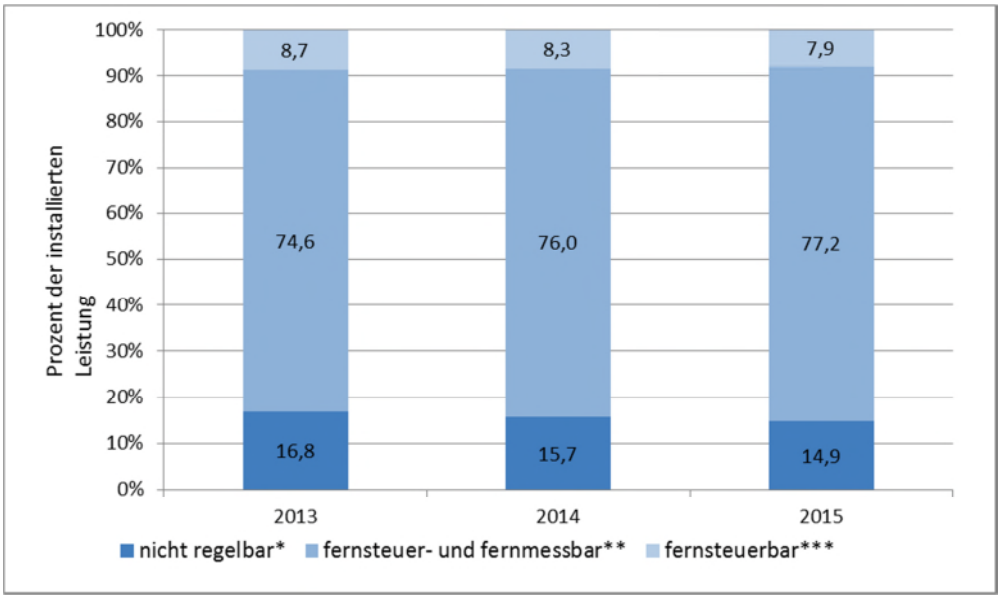
Die deutsche Energiewirtschaft lag 2015 bei der Digitalisierung verglichen mit anderen Branchen im Mittelfeld. Zu diesem Ergebnis kommt der Monitoring-Report Wirtschaft DIGITAL 2015 (BMWi 2015c) auf Basis einer Umfrage unter Unternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft. Untersucht wurde die Nutzungsintensität digitaler Technologien und Dienste, die Ausrichtung der Unternehmen auf die Digitalisierung und der Einfluss der Digitalisierung auf den Geschäftserfolg. Der Digitalisierungsindex für die Energie- und Wasserwirtschaft erreicht in der Umfrage 47 von 100 Punkten. Im Monitoring-Report Wirtschaft DIGITAL 2016 (BMWi 2016a) steigt der Index auf 48 Punkte. Für das Jahr 2021 erwartet die Umfrage einen Anstieg auf 52 Punkte. Die Digitale Agenda 2014 – 2017 der Bundesregierung hat es sich zum Ziel gesetzt, den digitalen Wandel in Wirtschaft und Gesellschaft – gerade auch in der Energiebranche – voranzutreiben.

Die Digitalisierung betrifft alle Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette: Erzeugung, Netze, Handel, Vertrieb und Verbrauch. Einen übergreifenden Trend stellt die Verfügbarkeit immer größerer Datenmengen (Big Data) dar. Dadurch entstehen neue Möglichkeiten zur Analyse, etwa um Effizienzpotenziale zu erkennen. Dies erfordert aber auch eine hohe Priorität für den Schutz und die Sicherheit der Daten. Durch die Digitalisierung können sich auch die Rollen innerhalb der Wertschöpfungskette verändern und zum Beispiel Stromverbraucher zunehmend zu Stromerzeugern (Prosumer) werden. Auf den einzelnen Stufen der Wertschöpfung stellen sich teilweise unterschiedliche Herausforderungen. Der Fortschritt der Digitalisierung ist hier unterschiedlich weit fortgeschritten. Im Einzelnen sind folgende durchaus positive Entwicklungsansätze zu unterscheiden:

Gerade größere Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien sind in der Regel bereits heute mit moderner Informations- und Kommunikationstechnik ausgestattet. Um erneuerbare Energien mit ihrem fluktuierenden Dargebot optimal in das Stromsystem zu integrieren, ist es wichtig, dass jederzeit Informationen zur Leistung abgerufen und die Leistung gegebenenfalls angepasst werden kann. Im Jahr 2015 waren mehr als 77 Prozent der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien sowohl fernsteuer- als auch fernmessbar (siehe Abbildung 11.3). Nur knapp 15 Prozent der installierten Leistung waren nicht aus der Ferne regelbar. Verglichen mit dem Jahr 2014 hat sich die Menge der fernsteuer- und fernmessbaren Leistung im Jahr 2014 um rund 11 Prozent erhöht. Betrachtet man statt der installierten Leistung die Anzahl an Anlagen, die fernsteuer- und fernmessbar waren, so ergibt sich ein Anteil von rund 7 Prozent, während mehr als 75 Prozent der Anlagen nicht regelbar waren. Grund hierfür ist, dass die meisten kleineren Photovoltaikanlagen statt einer Vorrichtung zur Fernsteuer- oder Fernmessbarkeit mit einer pauschalen Spitzenkappung ausgestattet sind.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 11.3: Fernsteuer- und Fernmessbarkeit von EE-Anlagen (nach installierter Leistung)



Quelle: Bundesnetzagentur 11/2016.
*) nicht regelbar, darunter fallen auch PV-Anlagen, die nach §9 Abs.2 EEG2014 eine 70 %-Begrenzung aufweisen, **) fernmess- und fernsteuerbare EE- und KWK-Anlagen gemäß §9 Abs.1 EEG 2014, ***) nur fernsteuerbare Anlagen gemäß §9 Abs. 2 EEG 2014

Die Stromnetze können durch den Einsatz moderner Technologien intelligent miteinander sowie mit Stromerzeugung und -verbrauch verknüpft werden. Konventionelle Elektrizitätsnetze werden zu intelligenten Netzen (Smart Grids), wenn sie mit Kommunikations-, Steuer- und Regeltechnik sowie IT-Komponenten ausgerüstet werden. Ein Smart Grid führt insbesondere zu einer besseren Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur. Dadurch wird der Ausbaubedarf reduziert und die Netzstabilität verbessert. Einer Studie im Auftrag des BMWi aus dem Jahr 2014 zufolge können neue Netzplanungsansätze und intelligente Netztechnologien die Kosten des bis 2032 anfallenden Ausbaus der Verteilernetze um bis zu 20 Prozent reduzieren (E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014). Im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) wird in Modellregionen erprobt, wie Erzeugung und Verbrauch durch innovative Technik und Verfahren vernetzt werden können. Dabei spielen vor allem intelligente Netze und innovative Netztechnologien eine Rolle (siehe Kasten). Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende führt mit dem intelligenten Messsystem eine Technologie ein, die zahlreiche Anwendungsfälle des Smart Grid bedienen kann.

„Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG)

Ziel ist es, in großflächigen Modellregionen die Realisierbarkeit einer klimafreundlichen, sicheren und effizienten Stromversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und PV zu demonstrieren. Die Lösungen aus diesen Schaufensterregionen sollen anschließend als wichtige Grundlage für eine breite Umsetzung in Deutschland dienen.

Im Rahmen des Förderprogramms werden fünf großflächige Schaufenster aufgebaut, um Wissen, Erfahrungen und Aktivitäten systemübergreifend zu bündeln. Das BMWi wird die Schaufensterregionen, an denen sich über 200 Unternehmen und weitere Akteure beteiligen, mit insgesamt über 200 Millionen Euro fördern. Zusammen mit den zusätzlichen Investitionen der beteiligten Unternehmen werden damit über 500 Millionen Euro in die Digitalisierung des Energiesektors investiert. SINTEG ist Teil der Digitalen Agenda der Bundesregierung und zugleich ein wichtiger Baustein der Energiewende.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Im Rahmen eines Förderwettbewerbs wurden folgende Schaufenster ausgewählt und Ende 2016 gestartet:

1. "C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschland" Das Schaufenster "C/sells" in Baden-Württemberg, Bayern und Hessen hat den Schwerpunkt "Solarenergie". Im Fokus steht die regionale Optimierung von Erzeugung und Verbrauch.

2. "Designnetz: Baukasten Energiewende - Von Einzellösungen zum effizienten System der Zukunft" Im Schaufenster "Designetz" in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland soll Energie aus Solarenergie und Windkraft für die Versorgung von urbanen und industriellen Verbrauchern genutzt werden.

3. "enera: Der nächste große Schritt der Energiewende" Im Schaufenster "enera" in Niedersachsen geht es u. a. um regionale Systemdienstleistungen, die das Netz lokal stabilisieren und die Zuverlässigkeit der Stromversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien weiter erhöhen.

4. "NEW 4.0: Norddeutsche EnergieWende" Das Schaufenster "NEW 4.0" in Schleswig-Holstein und Hamburg soll zeigen, dass die Region bereits 2025 sicher und effizient mit 70 Prozent regenerativer Energie versorgt werden kann.

5. "WindNODE: Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands" Das Schaufenster "WindNODE" umfasst die fünf ostdeutschen Länder und Berlin. Ziel ist eine effiziente Einbindung von erneuerbarer Erzeugung in einem System aus Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor.

In Handel und Vertrieb entstehen neue Geschäftsmodelle durch digitale Infrastrukturen, die einen wichtigen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien in den Markt leisten. So ist etwa die Fernsteuerbarkeit von Erzeugungsanlagen eine Voraussetzung dafür, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen der Direktvermarktung einen Anspruch auf die Zahlung der so genannten Marktprämie nach dem EEG haben (siehe Kapitel 3). Durch Fernsteuerbarkeit werden Anlagenbetreiber und Direktvermarkter technisch in die Lage versetzt, bei Bedarf die Einspeisung zu drosseln oder die Anlage abzuregeln, wenn die Marktsituation dies erfordert. Damit integrieren sie erneuerbar erzeugten Strom in den Markt und entlasten die EEG-Umlage im Vergleich zu Anlagen in der festen Einspeisevergütung.

Digitalisierung ermöglicht zudem eine Steigerung der Energieeffizienz mittels neuer Geschäftsmodelle sowie durch bessere Information von Verbrauchern und Planern. Es entstehen neue Möglichkeiten der Analyse, Nutzerinformation und Entwicklung darauf basierender Dienstleistungen für Energieeffizienz, die in dieser Form zuvor technisch-organisatorisch unmöglich oder zu teuer waren. So fördert zum Beispiel das im Mai 2016 gestartete „Pilotprogramm Einsparzähler“ innovative und IT-basierte Pilotprojekte zur Verminderung des Energieverbrauchs auf Grundlage von Energiedienstleistungen, die auf digitaler Erhebung und Verarbeitung von Energieverbrauchsdaten beruhen. Darüber hinaus ermöglicht die Digitalisierung die stromnetzdienliche Schaltung von elektrischen Verbrauchern und darauf basierende Geschäftsmodelle, die mit dem Pilotprogramm Einsparzähler gefördert werden.

Die Digitalisierung des Planungsprozesses im Gebäudebereich (BIM - Building Information Modeling) unterstützt die energetische Optimierung und ermöglicht transparente und verständliche Lösungen für alle energetisch relevanten Anlagenprozesse. In Gebäuden kann die intelligente Vernetzung von Energiezählern und -verbrauchern zu einem effizienten Einsatz von Energie führen und zugleich den

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

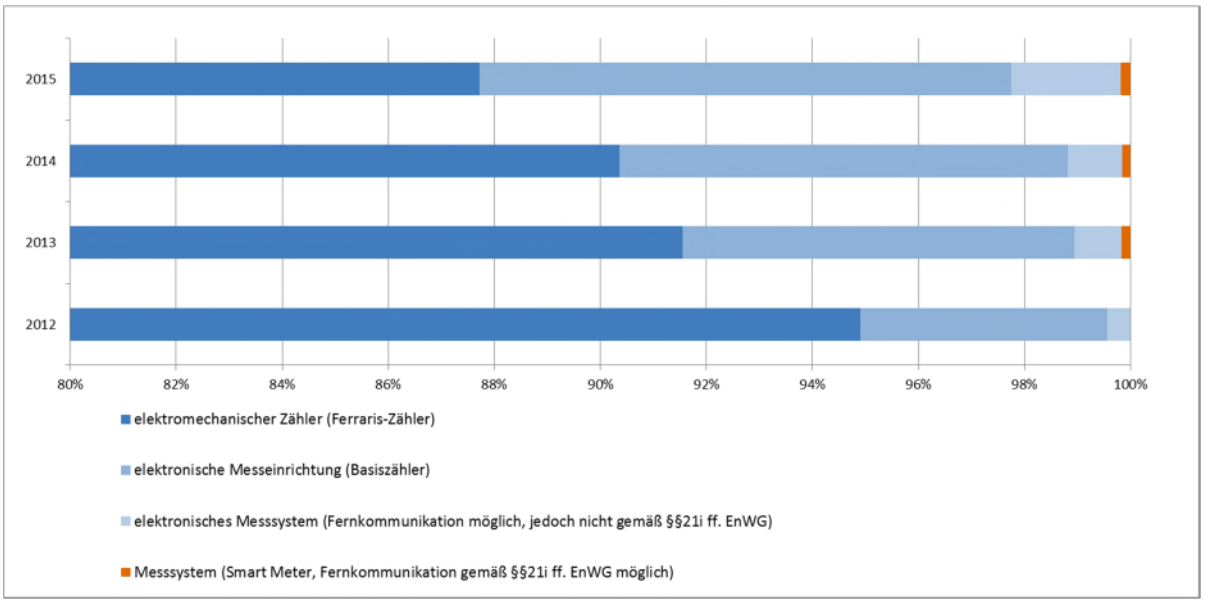
Komfort erhöhen (Smart Home). Im Verkehrssektor können Fahrzeuge mittels digitaler Anwendungen besser untereinander sowie mit der Verkehrsinfrastruktur und dem Energiesystem vernetzt werden. Dies kann zu einem effizienteren Verkehr sowie zu einer optimalen Integration von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem beitragen (siehe Kapitel 6).

Die digitale Transformation der Wirtschaft und insbesondere die Digitalisierung von industriellen Produktionsprozessen entlang der gesamten Wertschöpfungskette, die sogenannte Industrie 4.0, eröffnen ein großes Potenzial, Produktionsprozesse auch energieeffizienter und klimaschonend zu gestalten und so einen wichtigen Beitrag zum Energieeffizienzziel der Energiewende zu leisten. Die Bundesregierung unterstützt diese Anstrengungen mit Förderprogrammen für Investitionen in moderne Sensorik, Soft- und Hardware sowie smarte Effizienzlösungen. Konkrete Beispiele sind die Programme Autonomik für Industrie 4.0, E-Energy, klimaschonende Produktionsprozesse, SINTEG sowie die Kopernikus-Projekte für langfristige Forschungsfragen (siehe Kapitel 13).

Für die Messung des Energieverbrauchs in der Industrie sind fernauslesbare Zähler bereits Standard. Im Jahr 2015 belief sich die Zahl an Letztverbrauchern im Gewerbe- und Industriekundensektor mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh, die eine registrierende Lastgangmessung besaßen, auf 408.325. Weitere 60.729 Zählpunkte waren Messsysteme, die in ein Kommunikationsnetz eingebunden sind und die elektrische Leistung, den tatsächlichen Verbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit erfassen.

Bei privaten Haushalten sind digitale Anwendungen zur Senkung des Energieverbrauchs bisher noch wenig verbreitet. Beispielsweise sind fernauslesbare Stromzähler im Bereich der privaten Haushalte noch sehr selten: Nur rund 2,3 Prozent der mehr als 50 Millionen Zählpunkte im Haushaltsbereich können fernausgelesen werden. Von 2014 auf 2015 hat sich ihre Zahl jedoch beinahe verdoppelt. Etwa 90 Prozent aller Zähler im privaten Bereich sind nach wie vor klassische elektromechanische Zähler, sogenannte Ferraris-Zähler (siehe Abbildung 11.4).

Abbildung 11.4: Verwendete Zähl- und Messtechniken im Bereich Haushaltskunden



Quelle: BNetzA 10/2016.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Datenschutz und Datensicherheit sowie verlässliche Standards sind Grundvoraussetzungen für eine erfolgreiche Digitalisierung der Energiewende. Dem trägt das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende Rechnung. Energieverbrauchsdaten müssen in zunehmendem Maße gesichert werden, um Missbrauch zu verhindern und den Schutz der Privatsphäre der Verbraucher auch bei einem immer höheren Digitalisierungsgrad zu gewährleisten. Zudem ist zu verhindern, dass das Energiesystem bei der weiteren digitalen Transformation anfälliger etwa für Hackerangriffe und Virenbefall wird. Die Implementierung und Zertifizierung geeigneter Schutzmaßnahmen stellt somit einen entscheidenden Faktor dar, um die Versorgungssicherheit auch bei einem höheren Digitalisierungsgrad zu gewährleisten sowie wirtschaftlichen Schaden abzuwenden. Dem tragen unter anderem umfangreiche Schutzprofile und technische Richtlinien des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) Rechnung.

Die Digitalisierung der Energiewende ist gestartet. Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende hat die Bundesregierung einen wichtigen Schritt zur Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Digitalisierung im Stromsektor getan. Dieser Weg muss konsequent weitergegangen werden. Mit seinem Grünbuch Energieeffizienz und seinem Impulspapier „Strom 2030“ hat das BMWi Konsultationsprozesse eingeleitet, die unter anderem der Frage nachgehen, wie die Energieeffizienz deutlich gestärkt und die Digitalisierung des Energiesystems sicher vorangetrieben werden können, um zum Gelingen der Energiewende und zur Erreichung der energiepolitischen Ziele beizutragen.

Zentrale Maßnahmen im Bereich Digitalisierung der Energiewende

Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende

- **Ziele:** Das Gesetz soll ein Startsignal für Smart Grid, Smart Meter und Smart Home in Deutschland setzen.
- **Inhalt:** Mit dem Smart-Meter-Gateway wird eine sichere Kommunikationsplattform eingeführt, um die Akteure der Energiewende sicher und effizient miteinander zu verbinden. So wird insbesondere die technische Basis für variable Stromtarife, Visualisierung des Stromverbrauchs, Bereitstellung von Netzzustandsdaten und Maßnahmen des Lastmanagements geschaffen. Zertifizierungen auf Basis von Schutzprofilen und Technische Richtlinien des BSI sorgen für ein hohes Maß an Datenschutz und Datensicherheit. Das Gesetz schafft ferner ein neues Regulierungssystem für Einbau und Betrieb der neuen Technik (Preisobergrenzen) und regelt abschließend den zulässigen Datenverkehr. Ab 2017 beginnt der Einbau intelligenter Messsysteme zunächst für Verbraucher ab 10.000 kWh Jahresstromverbrauch und Erzeuger zwischen 7 und 100 kW installierter Leistung. Andere Verbraucher, auch solche mit einem Jahresverbrauch unter 6.000 kWh, können frühestens ab 2020 zum Einbau verpflichtet werden.

„Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (siehe Kasten oben)

Pilotprogramm Einsparzähler

- **Ziele:** Die Förderbekanntmachung soll die Entwicklung und Demonstration von energiewendetauglichen digitalen Lösungen in Industrie, Gewerbe, Haushalten, Gebäuden, Kommunen und sonstigen Zielgruppen fördern und einen Anreiz setzen, mittels „smarter“ Lösungen (Smart Home/Building/Production) Energie zu sparen.
- **Inhalt:** Seit Mai 2016 fördert das „Pilotprogramm Einsparzähler“ Pilotprojekte und „smarte“ Geschäftsmodelle zum Energiesparen und zur stromnetzdienlichen Schaltung dezentraler elektrischer Verbraucher. Dabei ist unerheblich, auf welche Art und Weise Strom, Gas,

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Wärme oder Kälte gespart werden; allein die eingesparte Energiemenge zählt: Die Förderung wird ausgezahlt pro kWh eingesparter und messtechnisch nachgewiesener Energie („Einsparzähler“).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

12 Energiewende im europäischen und internationalen Kontext

Wo stehen wir?

- Bei den Zielen für das Jahr 2020 liegt die EU insgesamt auf Zielkurs und Deutschland unter den beteiligten EU-Mitgliedstaaten in einem guten oberen Bereich.
- Der Ausbau der Erneuerbaren und die verbesserte Energieeffizienz gewinnen weltweit an Bedeutung und das Interesse an internationaler Kooperation mit Deutschland steigt an.

Was ist neu?

- Vielfältige Formen der Zusammenarbeit stärken Stromhandel und -austausch Deutschlands mit den Nachbarländern.
- In Gesprächen mit der Europäischen Kommission wurde ein umfangreiches energiepolitisches Paket (KWKG, Strommarktgesetz und EEG) vorbehaltlich der förmlichen Kommissions-Verfahren europarechtlich abgesichert.
- Mit der Einführung einer Marktstabilitätsreserve und der Zurückstellung von Zertifikaten im EU-Emissionshandel wurden 2015 wichtige Reformen eingeleitet.
- Mit dem Klimaschutzübereinkommen von Paris wurden zentrale Weichen für die internationale Energie- und Klimapolitik gestellt.

EUROPA INTERNATIONAL	Einen verlässlichen europäischen und internationalen Rahmen für mehr Klimaschutz, Erneuerbare und Energieeffizienz schaffen.

12.1 Europäische Energiepolitik

Bei den 2020-Energie- und Klimazielen liegt die EU insgesamt auf Zielkurs. Laut Bericht der Europäischen Umweltagentur sind insgesamt 13 der 28 EU-Mitgliedstaaten auf einem guten Weg, die drei „20-20-20“ Ziele – im Bereich THG, Effizienz und Erneuerbare (siehe Tabelle 12.1) – zu erreichen (EEA 2015a). Jedoch gibt es signifikante Unterschiede bei der Zielerreichung in den einzelnen Sektoren und mit Blick auf die verbindlichen nationalspezifischen Ziele der einzelnen Mitgliedstaaten. Dabei liegt Deutschland unter den beteiligten EU-Mitgliedstaaten insgesamt in einem guten oberen Bereich.

- Bei dem THG-Ziel (ohne ETS-Sektoren) ist die Mehrzahl der Mitgliedstaaten auf einem guten Weg, darunter Deutschland.
- Beim 2020-Erneuerbaren-Ziel ist die EU insgesamt ebenfalls auf Zielkurs, ebenso ein Großteil der EU-Mitgliedstaaten. In ihrem aktuellen Fortschrittsbericht geht die EU-Kommission davon aus, dass die meisten Mitgliedstaaten, so auch Deutschland, ihr 2020-Erneuerbaren-Ziel leicht oder deutlich übertreffen werden. In einigen Mitgliedstaaten sind jedoch zusätzliche Anstrengungen in den nächsten Jahren notwendig, um die jeweiligen nationalen Ziele zu erreichen.
- Beim Effizienzziel ist die Mehrheit der Mitgliedstaaten – auch wegen der insgesamt eher schwachen wirtschaftlichen Entwicklung vieler Mitgliedstaaten in den letzten Jahren – auf Kurs. Laut EEA-Projektionen 2015 ist Deutschland bei der Reduktion des Primärenergieverbrauchs um

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

20 Prozent bis 2020 aber noch nicht ganz auf Zielkurs. Jüngere Energieeffizienzmaßnahmen müssen erst noch wirken (siehe Kapitel 4 und 11).

Tabelle 12.1: Übersicht EU-Ziele 2020 und 2030

	EU-Ziel 2020	EU-Ziel 2030
THG-Reduktion (ggü.1990)	-20 %	Mind.- 40 %
Energieeffizienz (gemäß EU-Energieeffizienz-Richtlinie)	-20 %	Mind. -27 %
EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	20 %	Mind. 27 %
Interkonnektivität	10%	Noch offen
Stromhandel/-austausch	Gesamtsystem effizienter machen und Versorgungssicherheit erhöhen	

Quelle: Eigene Darstellung BMWi auf Grundlage von EEA 2015a.

Im Jahr 2014 betrug die Austauschkapazität der grenzüberschreitenden Stromverbindungsleitungen (Interkonnektivität) 10 Prozent der in Deutschland installierten Erzeugungsleistung. Auch in 15 weiteren Mitgliedstaaten betrug dieser Wert mindestens 10 Prozent. Damit Deutschland diesen Verbundgrad auch im Jahr 2020 beibehalten und damit das EU-Zehn-Prozent-Ziel der Interkonnektivität erfüllen kann, ist die fristgerechte Realisierung weiterer, bereits geplanter oder im Bau befindlicher grenzüberschreitender Leitungen notwendig.

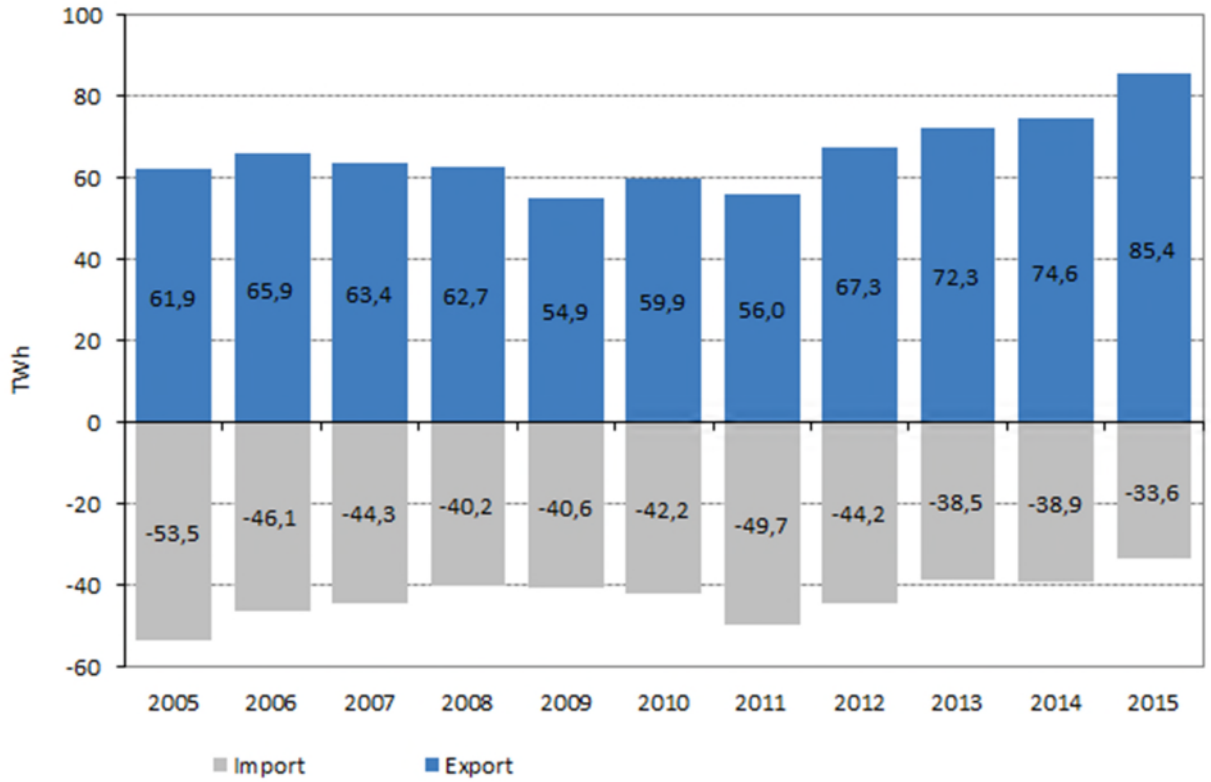
Der grenzüberschreitende europäische Stromhandel und -austausch hat auch 2015 weiter zugenommen. Der Stromaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarn sowie Drittstaaten findet zwischen verschiedenen Stromgebotszonen statt. Elektrische Energie ist dabei nur bedingt steuerbar, weshalb sich die physikalischen von den handelsseitigen Flüssen (also dem grenzüberschreitenden kommerziellen Stromhandel) unterscheiden. Eine Ursache dafür können Ringflüsse sein, bei denen es durch Handel innerhalb einer Gebotszone zu physikalischen Flüssen durch andere Gebotszonen kommt. Eine weitere Ursache können beispielsweise grenzüberschreitende Redispatch-Maßnahmen der Netzbetreiber sein.

Auf der Handelsseite exportiert Deutschland mehr Strom als andere EU-Staaten und hat einen neuen Exportrekord aufgestellt. Im Jahr 2015 wurden 97,8 TWh Strom exportiert und 36,9 TWh importiert. Der Exportsaldo – auf Basis der Handelsflüsse – beträgt somit 60,9 TWh.

Der physikalische Stromaustausch-Saldo erreicht mit über 50 TWh ebenfalls ein neues Allzeithoch. Im Jahr 2014 betrug der Saldo noch etwa 36 TWh. Im Jahr 2015 lag er mit 51,8 TWh etwa 10 TWh unter dem Handelssaldo (siehe Abbildung 12.1).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 12.1: Physikalische Stromflüsse in den Grenzkapazitäten



Quelle: AG Energiebilanzen 10/2016 auf Basis BDEW und ENTSO-E.

Die regionale Zusammenarbeit stellt ein wesentliches Element des aktuellen und zukünftigen EU-Strommarktdesigns dar. Die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte macht auch eine stärkere Koordination der nationalen Energiepolitiken erforderlich. Deutschland betätigte sich daher auch 2015 aktiv bei drei regionalen Strom-Kooperationsformaten:

- **PENTA-Forum** : Pentalaterales Energieforum, zusammen mit den BeNeLux-Staaten, Frankreich, Österreich und der Schweiz.
- **CEEE-Forum**: „Central-Eastern European Electricity Forum“, mit Kroatien, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Ungarn, und der Tschechischen Republik.
- **BEMIP**: „Baltic Energy Market Interconnection Plan“, mit den baltischen Staaten, Dänemark, Finnland und Schweden sowie Polen.

Erwartetes Ergebnis der Kooperationen ist die Erarbeitung konkreter gemeinsamer Maßnahmen zur intensiveren Verknüpfung der nationalen Strommärkte. Weiterhin hat Deutschland einen politischen Austausch der sog. „Stromnachbarn“ initiiert, der die Nachbarländer Deutschlands sowie Schweden und Norwegen umfasst. Aktuell werden in diesem Kreis insbesondere Maßnahmen zur Weiterentwicklung und Flexibilisierung des europäischen Strommarktdesigns diskutiert.

Nach dem Beschluss des Europäischen Rates vom Oktober 2014 zu einem Klima- und Energierahmen bis 2030 geht es nun um eine verlässliche Umsetzung. Teil des neuen 2030-Rahmens sind neben den in der Tabelle 12.1 genannten ambitionierten Zielsetzungen im Klima-und Energiebereich auch eine Reihe von europäischen Legislativvorschlägen für neue EU-Energieeffizienz- und Erneuerbare-Energien-Richtlinien sowie die weitere Reform des EU-Emissionshandels, die Verteilung der Minderungsverpflichtung auf die EU-Mitgliedstaaten in Bereichen außerhalb des Emissionshandels (nicht-ETS) und die Einbeziehung der Klimaschutzwirkung von Wäldern und Böden (LULUCF) in den EU-

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Klimarahmen. Auch im Bereich Netzausbau und Strommarkt stehen zentrale Entscheidungen an (siehe Maßnahmenübersicht unten und unter Kapitel 12.2). Die Erreichung der 2030-Ziele soll – neben den Maßnahmen in den Fachrichtlinien – durch ein neues verbindliches Steuerungs- und Monitoringsystem sichergestellt werden. Dieses soll die heute schon vorhandenen sektoralen Steuerungs- und Monitoringsysteme zum Beispiel im Bereich erneuerbarer Energien und Energieeffizienz zusammenführen. Vor diesem Hintergrund setzt sich die Bundesregierung insbesondere für verlässliche Rahmenbedingungen ein, die Synergien zwischen den bereits existierenden Instrumenten erschließen und dabei Umfang und Qualität erhalten, und so die Zielerreichung sicherstellen und Sicherheit für Investoren und nationale Fördersysteme bieten.

Zentrale Maßnahmen der EU-Energiepolitik

2030 Klima- und Energierahmen

- **Ziele:** Reduktion der internen Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent (gegenüber 1990), Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren auf mind. 27 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch, Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 27 Prozent Energieeinsparung (gegenüber der EU-Referenzentwicklung 2007) und Prüfung, ob Ziel auf 30 Prozent angehoben wird.
- **Inhalte/Stand:** Umsetzung der Ziele durch Legislativakte in den einzelnen Sektoren (ETS-Reform, Zielverteilung im nicht unter den Emissionshandel fallenden Bereich, Einbeziehung von Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft in den Klimarahmen, Novelle Energieeffizienz-Richtlinie, und Erneuerbaren-Richtlinie – siehe unten). Entsprechende Vorschläge werden derzeit durch die Kommission erstellt bzw. mit den EU-Mitgliedsstaaten verhandelt.

Governance der Energieunion

- **Ziele:** Schaffen einer umfassenden Energiestrategie für die EU und bessere Verzahnung der einzelnen energiepolitischen Maßnahmen und Ziele in den Bereichen Energieversorgungssicherheit, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Dekarbonisierung der Wirtschaft und Energieforschung ("Fünf Dimensionen" der Energieunion).
- **Inhalt/Ziele:** Erstellen integrierter nationaler Energie- und Klimapläne für den Zeitraum von 2021 bis 2030. Etablieren eines europaweiten Monitorings der Fortschritte zum Erreichen der Ziele der Energieunion und von nachhaltigen Finanzierungsstrukturen zugunsten kohlenstoffarmer Technologien. Legislativvorschlag der Kommission wird für Ende November 2016 erwartet.

Neue Richtlinie für den Ausbau der Erneuerbaren Energien post-2020

- **Ziele**: Umsetzung des verbindlichen EU-Ziels von mindestens 27 Prozent erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch bis 2030, Schaffung eines verlässlichen Rahmens für Investoren und nationale EE-Fördersysteme für die Zeit nach 2020.
- **Inhalte/Stand:** Öffentliche Konsultation der Kommission Anfang 2016. Legislativvorschlag der Kommission ist für Ende November 2016 angekündigt.

Neue Richtlinie für Energieeffizienz post-2020

- **Ziele:** Umsetzung eines EU-Ziels von mindestens 27 Prozent Energieeinsparungen bis 2030 sowie Fortführung und Vereinfachung der Energieeffizienz-Richtlinie mit einem höheren Maß an Rechtssicherheit.
- **Inhalte/Stand:** Die Energieeffizienz-Richtlinie behandeln Höhe und Grad der Verbindlichkeit des EU-Effizienzziels für 2030. Dabei legt sie den Rahmen fest (z.B. jährliche Einsparquoten) sowie zusätzliche sektorale Maßnahmen (z.B. Energie-Audit in größeren Unternehmen und Sanierungsquote bei Gebäuden).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Grenzüberschreitender Netzausbau

- **Ziele:** Der Ausbau von Grenzkuppelstellen soll vorangetrieben werden, um die physische Voraussetzung für einen funktionierenden Strombinnenmarkt zu schaffen, die Integration erneuerbarer Energien zu vereinfachen und die Versorgungssicherheit zu stärken. Auch zur Erreichung des europäischen 10-Prozent-Verbundziels im Jahr 2020 ist die Realisierung (schon laufender aber auch) weiterer Netzausbauvorhaben erforderlich.
- **Inhalte/Stand:** Die deutschen Netzausbaupläne umfassen zehn Interkonnektoren-Projekte, mit denen zahlreiche Kuppelstellen zu unseren Nachbarn weiter ausgebaut werden. Der Großteil der Vorhaben befindet sich in der Genehmigungsphase oder im Bau.

Mitteilung der Kommission zu 15 Prozent-Interkonnektivitätsziel für 2030

- **Ziele:** Der Ausbau von Grenzkuppelstellen soll verstärkt werden, um bestehende Engpässe zu verringern und somit die physische Voraussetzung für einen funktionierenden Strombinnenmarkt zu schaffen, die Integration erneuerbarer Energien zu vereinfachen und die Versorgungssicherheit zu stärken. Der Europäische Rat hat im Oktober 2014 deshalb die Bedeutung ausreichender Grenzkuppelstellenkapazität für den Strombinnenmarkt hervorgehoben und das von der Kommission vorgeschlagene Verbundziel von 15 Prozent für 2030 bestätigt.
- **Inhalte/Stand:** Die Kommission prüft derzeit, wie die angestrebte Erhöhung des Stromverbundsziel auf 15 Prozent für 2030 ausgestaltet und erreicht werden kann.

Regionale Kooperationen

- **Ziele:** Die regionalen Kooperationen verfolgen aktuell verschiedene Themen, zu denen unter anderem die Implementierung der Marktkopplung, eine starke regionale Betrachtung der Versorgungssicherheit oder Maßnahmen zur grenzüberschreitenden Flexibilisierung der Strommärkte gehören.
- **Inhalte/Stand:** Im Pentalateralen Energieforum ist im Mai 2015 die lastflussbasierte Kopplung der Day-Ahead-Märkte gestartet worden. Diese Form der Marktkopplung wird ebenfalls im Rahmen des CEEE-Forums angestrebt. Weiterhin hat das Pentalaterale Forum im März 2015 den ersten regionalen Versorgungssicherheitsbericht Europas veröffentlicht. In einer politischen Erklärung vom Sommer 2016 wurden außerdem neue Themenfelder beschlossen, unter anderemein intensiverer Austausch über Krisenvorsorgepläne und Maßnahmen zur Flexibilisierung der Strommärkte, z.B. der Weiterentwicklung von Intraday- und Regelenergiemärkten. Im Rahmen des BEMIP wurden auf Basis einer neuen politischen Erklärung ebenfalls unter anderem die Weiterentwicklung der regionalen Strommärkte sowie eine regionalere Betrachtung der Versorgungssicherheit beschlossen.

Stromnachbarn

- **Ziele:** Die beteiligten Staaten haben vereinbart, verstärkt auf die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage zu setzen, den grenzüberschreitenden Stromhandel auch in Zeiten hoher Preise nicht einzuschränken und Versorgungssicherheit künftig stärker regional und europäisch zu betrachten.
- **Inhalte/Stand:** Im Juni 2015 wurde die gemeinsame Erklärung durch Deutschland und seine elf „Stromnachbarn“ unterzeichnet. Auf dieser Basis wurde der Austausch zur Flexibilisierung der Strommärkte im Lauf der Jahre 2015 und 2016 weiter intensiviert. Dabei haben die Stromnachbarn verschiedene Hemmnisse für mehr Flexibilität und erste Maßnahmen zu deren Beseitigung identifiziert. Weiterhin bestand Einigkeit, dass die beteiligten Staaten ihre jeweiligen nationalen Märkte auf mögliche Hemmnisse für Flexibilität untersuchen wollen.

Regionale Kooperation im Bereich Erneuerbare Energien / Öffnung des EEG

- **Ziele:** Öffnung eines Teils der Ausschreibungen unter dem EEG für Anbieter aus anderen

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Mitgliedstaaten.

- **Stand**: Kooperation mit Dänemark im Juli 2016 für PV-Freiflächenanlagen unterzeichnet auf Basis des EEG 2014 (Pilotöffnung). Kooperation mit einem weiteren Mitgliedstaat im Frühjahr 2017 im Bereich PV-Freiflächenanlagen geplant. Darüber hinaus wird aktuell an der Umsetzung der Öffnung im Rahmen des EEG 2017 gearbeitet (Öffnung der Ausschreibung im Umfang von 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung).

Legislativpaket zu Strommarktdesign, Kapazitätsmechanismen, Regionale Aspekte

- **Ziele:** Das europäische Strommarktdesign weiterentwickeln und so ausgestalten, dass ein steigender Anteil erneuerbarer Energien in das System integriert und Versorgungssicherheit kosteneffizient gewährleistet werden kann. Dabei sollen die Flexibilitätspotentiale und Synergien des Binnenmarktes voll ausgeschöpft werden.
- **Inhalte/Stand:** Mitteilung der Kommission im Juli 2015 und Stellungnahmen der Mitgliedstaaten bis Oktober 2015. Legislativpaket für Ende November 2016 angekündigt.

Verständigung mit der Europäischen Kommission zum Energiepaket

- **Ziel:** Europarechtskonforme Ausgestaltung des deutschen Energiepakets (Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, Strommarktgesetz und EEG 2017)
- **Inhalte/Stand:** Das BMWi hat mit der Europäischen Kommission im Sommer 2016 intensive Gespräche darüber geführt, wie energiewirtschaftliche Rechtsetzungsvorhaben im Detail ausgestaltet werden können, damit sie im Einklang mit dem europäischen Beihilferecht stehen. In den Gesprächen wurde eine grundsätzliche Verständigung darüber erzielt, wie diese Fragen beihilfekonform gelöst werden können. Diese Verständigung kann den offiziellen Verfahren, in denen die Europäische Kommission ihre Entscheidungen trifft, nicht vorgreifen.

12.2 Europäischer Emissionshandel

Das Übereinkommen von Paris ebnet den Weg für eine globale Energiewende. Mit dem Pariser Klimaschutzübereinkommen sind die Weichen für einen globalen und ambitionierten Klimaschutz gestellt (siehe Kapitel 7). Deutschland treibt die Umsetzung dieser Ziele mit Priorität voran. Zur Erreichung der Klimaschutzziele setzt die EU auch weiterhin auf die Säule des EU-Emissionshandelssystem als zentrales Instrument.

Der Emissionshandel ist seit 2005 das zentrale EU-weite Instrument zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie. Im „EU Emissions Trading System“ (ETS) werden die Emissionen von europaweit rund 12.000 Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie erfasst. Zusammen verursachen diese Anlagen rund 40 Prozent aller Emissionen in Europa. In Deutschland unterliegen rund 50 Prozent der Emissionen dem Emissionshandel. Darüber hinaus ist seit 2012 der Luftverkehrssektor in den Emissionshandel einbezogen. Durch die vorübergehende Eingrenzung des ursprünglichen Anwendungsbereichs der Emissionshandelsrichtlinie 2013 bis 2016 hat sich die Zahl der teilnehmenden Luftverkehrsbetreiber von 2.500 auf 700 reduziert. In 2017 muss erneut über den ETS-Anwendungsbereich im Luftverkehrssektor entschieden werden.

Die vom EU-Emissionshandel erfassten Treibhausgase sind rückläufig und das 20-Prozent-Ziel bereits erfüllt. Nach Schätzungen der Europäischen Kommission sind die Treibhausgasemissionen der am ETS teilnehmenden Anlagen im vergangenen Jahr um knapp 0,4 Prozent auf 1.800 Millionen t CO_2-Äquivalente gesunken. Der rückläufige Trend der letzten fünf Jahre hat sich damit bestätigt. Gegenüber

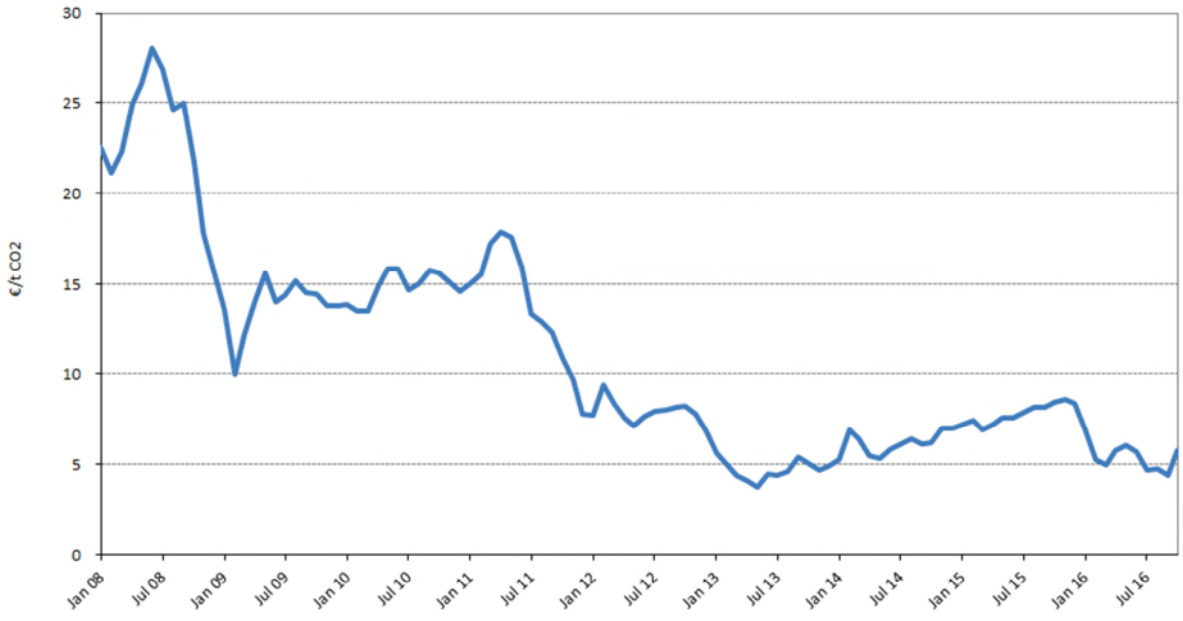
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

2005 sind die EU-Treibhausgase in den vom ETS erfassten Sektoren von 2.375 auf 1.800 Millionen t CO_2-Äquivalente um insgesamt 24 Prozent gesunken (DEHSt 2016). Das EU 2020-Ziel einer Reduktion um 20 Prozent der Treibhausgase im ETS-System gegenüber 2005 wurde somit bereits vorzeitig erreicht.

Im Jahr 2015 betrugen die Emissionen der rund 1.900 emissionshandelspflichtigen Energie- und Industrieanlagen in Deutschland etwa 456 Millionen t CO_2-Äquivalente. Die ausgegebene Menge an kostenlosen Zertifikaten für bestimmte Industrieanlagen in Deutschland betrug 159 Millionen Zertifikate. Zudem wurden 144 Millionen Zertifikate aus dem deutschen Kontingent an der Strombörse EEX versteigert. Vor dem Hintergrund der hohen Überschüsse wurden 2015 EU-weit die Versteigerungsmengen aufgrund der Entscheidung zur Zurückstellung (sog. **„**Backloading“) um 300 Millionen Zertifikate reduziert. Die anteilige Kürzung der Versteigerungsmenge aus dem deutschen Kontigent betrug 58 Millionen Zertifikate.

Der CO_2-Preis ist seit 2008 massiv gefallen und nach einem leichten Anstieg im Jahr 2015 im laufenden Jahr 2016 wieder gesunken. Im Laufe des Jahres 2015 stieg der Zertifikatspreis von 7,2 auf 8,4 Euro/t CO_2 (siehe Abbildung 12.2). Das waren im Jahresdurchschnitt 2015 (7,80 Euro/t CO_2) rund 26 Prozent mehr als 2014 (6,18 Euro/t CO_2). Nach einer Phase steigender Zertifikatspreise zwischen 2013 und 2015 war seit Anfang 2016 zunächst wieder ein Rückgang auf zuletzt 5,7 Euro/t CO_2 zu beobachten. Dies betrifft sowohl die kurzfristigen als auch die langfristigen Preise (sogenannte „Futures“). Aktuell bewegt sich der Preis im Bereich von 4 bis 4,50 Euro/t CO_2.

Abbildung 12.2: CO_2-Zertifikatspreis im EU-Emissionshandelssystem



Quelle: European Energy Exchange 10/2016. Preise für European Emission Allowances (EUA; European Carbon Future) im Monatsmittel.

Die Bundesregierung hat sich dafür ausgesprochen, den Emissionshandel als marktwirtschaftliches Klimaschutzinstrument weiter zu stärken. Die Einführung einer Marktstabilitätsreserve zum Jahr 2019 ist ein wichtiger weiterer Reformschritt, den die Bundesregierung aktiv unterstützt hat. Bei dem nun anstehenden Reformpaket für die Periode 2021 bis 2030 muss darauf geachtet werden, dass die beschlossene Reform fortgeführt und die Markstabilitätsreserve nicht geschwächt wird. Zudem müssen

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

effektive Schutzvorkehrungen für die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie erfolgen (sog. Carbon Leakage-Regeln). Im Klimaschutzplan 2050 hat die Bundesregierung beschlossen, sich für eine Stärkung der Preissignale und mehr Effektivität im Emissionshandel einzusetzen, gegebenenfalls durch zusätzliche abgestimmte Maßnahmen von Mitgliedstaaten. Effektive Carbon Leakage-Regeln für die Industrie wie insbesondere die Anhebung des Budgets für die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten sollen zudem einen sektorübergreifenden Korrekturfaktor vermeiden.

Zentrale Maßnahmen im Bereich Europäischer Emissionshandel

Reform des Europäischen Emissionshandels - Einführung Marktstabilitätsreserve

- **Ziele:** Die momentanen Zertifikatsüberschüsse reduzieren und mit dem Emissionshandel wieder stärkere Anreize für Investitionen in emissionsarme Technologien setzen.
- **Inhalt/Stand:** Die Marktstabilitätsreserve startet 2019. Ab diesem Zeitpunkt wird das Angebot einer jährlich ermittelten Überschussanalyse an Zertifikaten im Emissionshandelsmarkt angepasst. Bei hohen Überschüssen wird die aktuelle Versteigerungsmenge verringert, bei geringeren Überschüssen entsprechend erhöht. Die Veränderung der Versteigerungsmenge erfolgt über Einstellung in bzw. Ausgabe aus der Reserve. 900 Millionen Zertifikate, die 2014 bis 2016 zurückgehalten wurden (Backloading), sollen direkt in die Marktstabilitätsreserve überführt werden; ebenso Zertifikate, die zwischen 2013 und 2020 nicht versteigert wurden (vorbehaltlich einer Prüfung zur weiteren Verwendung für die kostenlose Zuteilung an die Industrie nach 2020).

ETS-Rechtsrahmen 2021-2030

- **Ziele:** Umsetzung des 2030 EU-Klimaziels im ETS-Bereich von -43 Prozent gegenüber 2005 als Obergrenze („cap“) durch jährliche Reduktion der ausgegebenen Zertifikatemenge, um einen linearen Faktor von 2,2 Prozent.
- **Inhalte/Stand:** Der Richtlinienvorschlag wird derzeit auf europäischer Ebene beraten. Er enthält Regelungen zur Bestimmung der Emissionsobergrenze und des Reduktionsfaktors sowie eine Aufteilung der Mengen in Auktionsmengen und Mengen für die kostenlose Zuteilung. Ebenso enthalten sind Detailregelungen für die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an Industrieanlagen, die dazu dienen, das Risiko der Verlagerung von CO_2-Emissionen (Carbon Leakage) zu vermeiden sowie Sonderregelungen für Fonds und die kostenlose Zuteilung für osteuropäische Stromerzeuger.

12.3 Klimaschutz in den Sektoren außerhalb des ETS

Zurzeit fallen knapp 60 Prozent der EU-weiten Emissionen nicht unter das Emissionshandelssystem. Dazu zählen insbesondere der Verkehrssektor (ohne Flugverkehr), der Gebäudebereich, die Abfallwirtschaft, Nicht-CO_2-Emissionen aus der Landwirtschaft sowie kleinere Industriebetriebe.

Nach aktuellen Abschätzungen wird die EU ihr Ziel, die Emissionen im Rahmen der Lastenteilung bis 2020 um 10 Prozent gegenüber 2005 zu senken, voraussichtlich übertreffen. Es obliegt den Mitgliedstaaten zu entscheiden, wie sie die Ziele der Lastenteilungsentscheidung national umsetzen. Auch Deutschland wird seine Verpflichtung, die Emissionen im Rahmen der Lastenteilungsentscheidung bis 2020 um 14 Prozent gegenüber 2005 zu verringern, voraussichtlich erfüllen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Die Europäische Kommission hat bereits einen Vorschlag für eine Zielverteilungsverordnung mit Zielen bis 2030 vorgelegt. Dieser hält sich dabei eng an die Vorgaben des Europäischen Rates von Oktober 2014.

Zentrale Maßnahmen im Bereich Non-ETS

Lastenteilungsentscheidung zu nationalen THG-Minderungsbeiträgen außerhalb des ETS bis 2020 (sog. Effort Sharing Decision, ESD)

- **Ziele:** EU-weite Minderung der THG-Emissionen außerhalb des EU ETS um 10 Prozent bis 2020 gegenüber 2005. Die nationalen Ziele zur THG-Minderung liegen in einer Spanne von -20 bis +20 Prozent.
- **Inhalte/Stand:** Mit den bestehenden nationalen Politiken und Maßnahmen erreichen 23 Mitgliedstaaten voraussichtlich ihre 2020-Ziele. Die weiteren 5 Mitgliedstaaten können diese voraussichtlich durch weitere Maßnahmen oder durch Transfers von Emissionsbudgets aus anderen Mitgliedstaaten erreichen.

EU-Verordnungsentwurf zu nationalen THG-Minderungszielen außerhalb des ETS 2021-2030 (sog. Effort Sharing Regulation, ESR)

- **Ziele:** Aufteilung der Minderungsbeiträge der Mitgliedstaaten zum EU-Klimaziel für 2030 erfolgt in einer Spanne von 0 bis -40 Prozent (wiederum gegenüber 2005) auf die Mitgliedstaaten.
- **Inhalte/Stand:** Der Vorschlag der EU-Kommission vom 20. Juli 2016 zu einer entsprechenden EU-Verordnung wird derzeit im Rat und im EU-Parlament beraten.

LULUCF-Verordnung (sog. Land-use, Land-use change and Forestry, LULUCF-Regulation)

- **Ziel:** Emissionen und Einbindungen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft sollen in den EU-Klimaschutzrahmen bis 2030 integriert werden sollen.

Inhalte/Stand: Der Vorschlag der Kommission vom 20. Juli 2016 wird derzeit im Rat und im EU-Parlament beraten. Er baut in weiten Teilen auf dem aktuell gültigen Rahmen für LULUCF aus dem Kyoto-Protokoll sowie der sogenannten LULUCF-Entscheidung auf. Die Vorschläge für die Zielverteilungs- und die LULUCF-Verordnung sehen zudem erstmals eine begrenzte Verbindung der beiden Bereiche vor.

12.4 Internationale Energiepolitik

Deutschland unterstützt die Gestaltung einer zukunftsweisenden Energiepolitik auch auf internationaler Ebene. Dabei geht es darum, für die deutsche Energiewende zu werben und Partner sowie Initiativen für den gemeinsamen Aufbau nachhaltiger Energiesysteme auszumachen und zu unterstützen. Ein strategisches Instrument sind die Energiepartnerschaften, die die Bundesrepublik federführend über das BMWi und mit Beteiligung von BMZ (entwicklungspolitischer Kontext) und BMUB (klimapolitischer Kontext) mit ausgewählten Ländern eingegangen ist (u.a.: Brasilien, China, Indien, Türkei, Südafrika). Hinzu kommt die Energiepartnerschaft mit Nigeria unter Federführung des AA. Ziel der deutschen Energieaußenpolitik ist es zudem, die Verlässlichkeit und Bezahlbarkeit von Energieimporten, auf die Deutschland in absehbarer Zukunft weiter angewiesen sein wird, auch langfristig zu sichern.

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist ein weltweiter Trend. Wie der Global Status Report 2016 zeigt, wurden im Jahr 2015 rund 76 Prozent des globalen Stromverbrauchs aus Kohle, Öl, Gas und Kernenergie erzeugt, während bereits rund 24 Prozent (davon rund 17 Prozent Wasserkraft) auf erneuerbare

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Energien entfielen (REN21 2016). Darüber hinaus wurde mit 147 GW weltweit der bislang größte Leistungszubau im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien registriert – dies entsprach etwa 60 Prozent des gesamten globalen Leistungsausbaus 2015.

Die Anzahl der Beschäftigten im Erneuerbaren-Sektor ist im Jahr 2015 weltweit weiter stark angestiegen. So waren nach einer Schätzung der Internationalen Erneuerbare-Energien-Agentur (IRENA) im Jahr 2015 rund 8,1 Millionen Menschen in diesem Sektor beschäftigt, eine Steigerung von rund 5 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Die meisten Arbeitsplätze im Erneuerbaren-Sektor gibt es weltweit in China (ca. 3,5 Millionen), gefolgt von Brasilien (918.000) und den Vereinigten Staaten von Amerika (ca. 769.000).

Die weltweiten Neu-Investitionen in erneuerbare Energien haben 2015 ein neues Allzeithoch erreicht. Das letzte Rekordjahr 2011 mit rund 279 Milliarden US-Dollar wurde im Jahr 2015 mit insgesamt rund 286 Milliarden US-Dollar (ohne große Wasserkraft) überschritten (REN21 2016). Erstmals wurden dabei mehr Investitionen in erneuerbare Energien in den Entwicklungs- und Schwellenländern getätigt als in den Industrieländern. Dabei wurden mit 102,9 Milliarden US-Dollar mehr als ein Drittel der weltweiten Investitionen in China getätigt, gefolgt von den USA mit 44,1 Milliarden US-Dollar und Japan mit insgesamt 36,2 Milliarden US-Dollar.

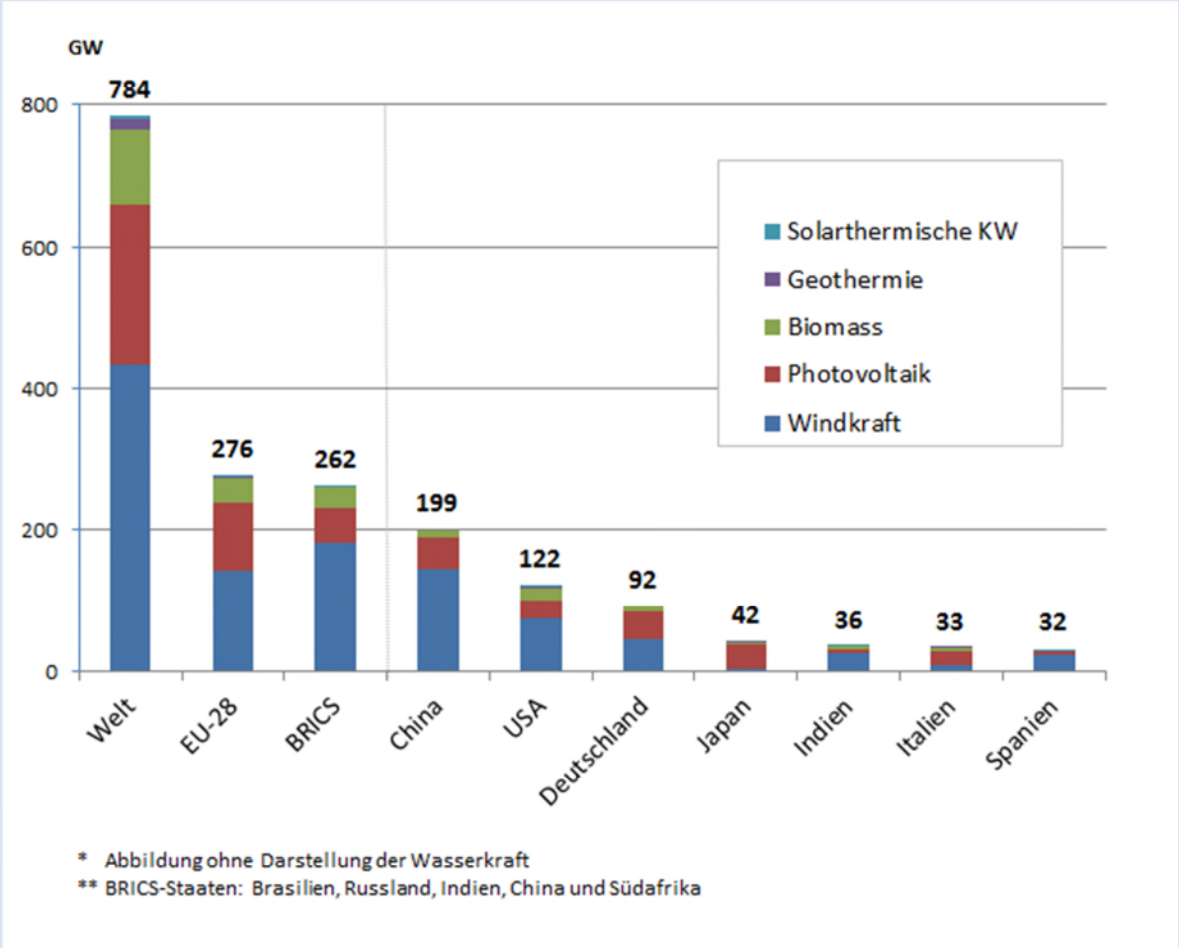
Auch im Bereich Energieeffizienz wurden 2015 signifikante globale Investitionen verzeichnet. Laut IEA Energy Efficiency Market Report 2016 wurden im Jahr 2015 global 221 Milliarden US-Dollar in Energieeffizienz investiert. Davon wurden 53 Prozent der Investitionen im Bereich Gebäude getätigt, 29 Prozent entfielen auf Transport und 18 Prozent auf die Industrie. Gegenüber dem Vorjahr verzeichneten die Investitionen in Energieeffizienz somit einen Anstieg von rund 6 Prozent, was insbesondere auf den Gebäudebereich zurückzuführen war.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Energiewende in Europa und global

Im weltweiten Vergleich der installierten Leistungen erneuerbarer Energien wird deutlich, dass Europa und Deutschland eine führende Rolle einnehmen (Abbildung 12.3). Die Energiewende ist und bleibt auch ein zentraler Wirtschaftsfaktor.

Abbildung 12.3: Global installierte Leistung der Erneuerbaren Energien, 2015



Quelle: Global Status Report (REN21 2016). Abweichungen zu deutschen Datenquellen beruhen auf unterschiedlicher Datenherkunft und Erhebungsmethodik.

Im Gegensatz zum weltweiten Trend sind die Investitionen in Erneuerbare Energien in Europa seit 2011 rückläufig und im Jahr 2015 weiter auf rund 49 Milliarden Euro gesunken (REN 21 2016). Starke Wachstumszahlen verzeichnen hingegen China und die USA, aber auch einige Entwicklungs- und Schwellenländer.

Ein effektiver Klimaschutz setzt globale Anstrengungen voraus. Die globalen CO_2-Emissionen im Jahr 2014 lagen um etwa 59 Prozent höher als in 1990 und sind auch gegenüber dem Jahr 2005 noch einmal um etwa 18 Prozent angestiegen (IEA 2016). Allerdings hat sich der Anstieg der globalen Emissionen in den letzten Jahren verlangsamt. Der Anteil der CO_2-Emissionen der EU lag 2014 weltweit bei etwa 9,5 Prozent, der Anteil Deutschlands bei rund 2,2 Prozent. Dies macht die Zusammenarbeit auf internationaler Ebene und die Entwicklung belastbarer Methoden zum internationalen Vergleich der Beiträge zur Emissionsminderung wichtiger denn je (siehe Kapitel 7).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Das internationale Interesse an Energiebeziehungen zu Deutschland ist stetig gestiegen – besonders seit Verabschiedung des Klimaübereinkommens von Paris. In formalisierten Energiepartnerschaften und vielfältigen bilateralen Energiekooperationen teilt Deutschland daher heute und in Zukunft seine Erfahrungen und bewährte Praktiken und unterstützt, dass in seinen Zielländern attraktive Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Energiepolitik sowie Märkte entstehen, die auch deutschen Unternehmen offenstehen.

In den multilateralen Energieorganisationen und Foren engagiert sich die Bundesregierung weiterhin aktiv. Insbesondere fanden Aktivitäten im Rahmen der Internationalen Energie Agentur (IEA), der Internationalen Agentur für erneuerbare Energien (IRENA) und dem Clean Energy Ministerial (CEM) statt. Deutschland unterstützt ferner das Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN 21). Im Rahmen von G7- und G20-Energieministertreffen wurden Beschlüsse zur Vertiefung der Zusammenarbeit im Energiebereich gefasst. Unter deutscher G7-Präsidentschaft haben die Staats- und Regierungschefs im Sommer 2015 beschlossen, die Weltwirtschaft im Laufe des Jahrhunderts zu dekarbonisieren und bis 2050 ihre Energiesysteme umzubauen.

Deutschland deckt derzeit rund zwei Drittel seines Energiebedarfs durch den Import von Energieträgern. Dadurch ist die deutsche Volkswirtschaft in erheblichem Maße den oft schwankenden Weltmarktpreisen ausgesetzt (siehe Kapitel 9). Die Preise für diese fossilen Energieträger sind zwar zuletzt deutlich gesunken und haben teilweise zu Entlastungen der Verbraucher beigetragen. Um die Abhängigkeit von einzelnen Lieferquellen auch dauerhaft zu senken, strebt die Bundesregierung indessen neben einer verbesserten Energieeffizienz und dem Ausbau der Erneuerbaren die Diversifizierung von Energielieferanten und Transportrouten an.

Zentrale Maßnahmen der internationalen Energiepolitik

Berlin Energy Transition Dialogue 2016

- **Ziele:** Am 27. und 28. März 2016 tauschten sich mehr als 1.000 Energieexperten aus 71 Ländern, darunter 29 Minister und Staatssekretäre, bei der internationalen Energiewendekonferenz im Auswärtigen Amt Berlin darüber aus, wie weltweit der Wandel hin zu einer sicheren, bezahlbaren und umweltverträglichen Energieversorgung gelingen kann.
- **Inhalte/Stand:** Als erste internationale Energiewende-Konferenz nach dem Übereinkommen von Paris stand die Frage im Mittelpunkt, welchen Beitrag der Energiesektor zur Erreichung der darin enthaltenen Ziele leisten kann und soll. Die Konferenz deckte dabei eine Vielzahl der für eine erfolgreiche Energiewende notwendigen Teilbereiche ab und thematisierte die Notwendigkeit für einen ganzheitlichen Ansatz.

Exportinitiative Energie

- **Ziele:** Die Bundesregierung unterstützt gezielt deutsche Unternehmen dabei, Auslandsmärkte zu erschließen und den Export von deutschen Erneuerbaren-Energien- sowie Energieeffizienz-Technologien auszubauen. Dazu wurden die Exportinitiative Erneuerbare Energien und die Exportinitiative Energieeffizienz zu einer gemeinsamen „Exportinitiative Energie“ zusammengeführt.
- **Inhalte/Stand:** Technische Lösungen in den Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Speichertechnologien und intelligente Netze stehen im Mittelpunkt. Mehr Info: www.german-energy-solutions.de.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

G20-Energiekooperation unter deutscher G20-Präsidentschaft 2017

- **Ziele:** Als G20-Präsidentschaft 2017 wird Deutschland in der G20-Energiekooperation die Frage in den Mittelpunkt rücken, wie sich der Energiesektor nach Beschluss des Übereinkommens von Paris 2015 entwickeln wird.
  Inhalte/Stand: Der inhaltliche Schwerpunkt auf der Entwicklung des Energiesektors in Folge des Übereinkommens von Paris lenkt den Blick auf Rahmenbedingungen für Investitionen im Energiesektor, greift vorherige G20-Aktivitäten u.a. zum Ausbau erneuerbarer Energien, zur Stärkung der Energieeffizienz und zum Abbau von ineffizienten Subventionen für fossile Energieträger auf und entwickelt diese weiter.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

13 Energieforschung und Innovationen

Wo stehen wir?

- Im Jahr 2015 wurden 863 Millionen Euro im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung eingesetzt. Drei Viertel der Mittel sind in die Forschungsbereiche Erneuerbare Energien und Energieeffizienz geflossen.
- Innovative Technologien, die mit höheren Wirkungsgraden, geringerem Ressourceneinsatz und Optimierung des Gesamtsystems verbunden sind, finden sich in allen Handlungsfeldern der Energiewende.

Was ist neu?

- Die wachsende Bedeutung der Sektorkopplung, das heißt, der Integration des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors, und der Systemintegration innovativer Technologien zur Erreichung der Energiewende-Ziele rückt zunehmend in den Fokus der Energieforschung.

FORSCHUNG INNOVATION	Zukunftsweisende Innovationen für den Umbau der Energieversorgung vorantreiben.

13.1 Forschung und Entwicklung

Forschung, Entwicklung und Demonstration innovativer Energietechnologien ist in erster Linie Aufgabe der Wirtschaft. Öffentliche Forschungsförderung zielt generell darauf ab, neben der Grundlagenforschung die angewandte Forschung, technologische Entwicklungen sowie Innovationsaktivitäten bei der Wirtschaft, in Forschungseinrichtungen und in Hochschulen zu unterstützen. Um innovative Technologien kostengünstiger und marktfähig zu machen, ist neben der Forschungsförderung die Unterstützung durch geeignete Rahmenbedingungen wesentlich. Dazu gehören die regelmäßige Anpassung des Ordnungsrechts, aber auch gezielte Fördermaßnahmen zum Forschungstransfer und zur Marktvorbereitung.

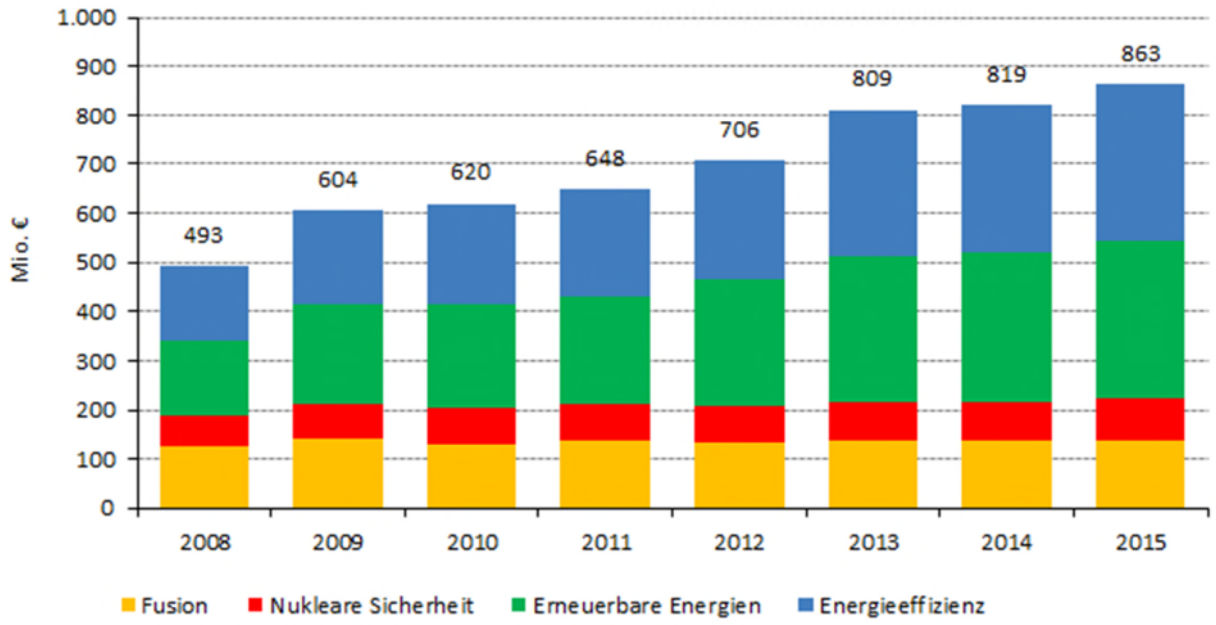
Die Investitionen von Unternehmen in Forschung und Entwicklung sind 2015 weiter angestiegen. Unternehmen haben allein im Rahmen von öffentlich geförderten Energieforschungsvorhaben im Jahr 2015 rund 185 Millionen Euro in die Entwicklung innovativer Energietechnologien investiert. Hinzu kommen Drittmittelzahlungen an Hochschulen und Forschungseinrichtungen im Rahmen von Verbundvorhaben. Das gesamte Investitionsvolumen der Wirtschaft in Forschung und Entwicklung von Energietechnologien dürfte deutlich darüber liegen. Rund 59 Milliarden Euro, das heißt 4,6 Prozent mehr als im Vorjahr, hat die Wirtschaft im Jahr 2015 für Forschung und Entwicklung insgesamt einschließlich Energietechnologien aufgewendet (Stifterverband für die deutsche Wissenschaft 2016).

Industrieorientierte Energieforschung sichert die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. Bei der angewandten Forschung und der technologischen Entwicklung liegt der Fokus auf industriegeführten Vorhaben, die im engen Verbund mit Forschungseinrichtungen und Hochschulen erfolgen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Das Budget für die Förderung der Energieforschung hat der Bund auch 2015 verstärkt. In den Jahren 2013 bis 2016 werden insgesamt rund 3,4 Milliarden Euro für die Förderung von Forschung und Entwicklung moderner Energietechnologien bereitgestellt. In den letzten zehn Jahren hat Deutschland seine Ausgaben für F&E im Energiebereich insgesamt verdoppelt. Im Jahr 2015 lagen die Mittel insgesamt bei 863 Millionen Euro – 44 Millionen Euro mehr als im Vorjahr (siehe Übersicht in Abbildung 13.1). Mit 640 Millionen Euro sind rund drei Viertel der Mittel in die Forschungsbereiche Erneuerbare Energien und Energieeffizienz geflossen. Mit dem Bundesbericht Energieforschung 2015 gibt die Bundesregierung einen Überblick über die in Deutschland geförderte Energieforschung.

Abbildung 13.1: Forschungsausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 04/2016 (BMWi 2016a).

Am EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation ist kein anderes Land so stark beteiligt wie Deutschland. Aus einem Gesamtbudget des Rahmenprogramms „Horizon 2020“ von rund 80 Milliarden Euro sind rund 6 Milliarden Euro für Projekte der nicht-nuklearen Energieforschung vorgesehen (siehe Bundesbericht Energieforschung 2015). Etwa 580 Millionen Euro standen 2015 für den Themenbereich Energie zur Verfügung. Im Jahr 2015 kamen 188 Zuwendungsempfänger im Energiebereich aus Deutschland. Im Rahmen der bewilligten Projekte werden rund 16 Prozent der Fördermittel nach Deutschland fließen.

Die zunehmende Komplexität bei Forschung und Entwicklung führt zu intensivierten Austauschprozessen auf internationaler Ebene. Deutschland ist aktuell an 24 von insgesamt 39 laufenden Technology Collaboration Programmes (TCP) der IEA aktiv beteiligt. Bei der 21. Konferenz der Vertragsstaaten des Klimarahmenübereinkommens in Paris im Dezember 2015 wurde die Initiative „Mission Innovation“ gegründet. 22 Staaten und die EU wollen im Rahmen dieser Initiative ihre Ausgaben für Forschung und Entwicklung im Bereich „Clean Energy“ innerhalb von fünf Jahren verdoppeln.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Die Energieforschung als strategisches Element der Energiepolitik wird weiterentwickelt. Unter Einbindung aller relevanten Akteure wird die Ausrichtung der Energieforschungspolitik kontinuierlich weiterentwickelt und an die aktuellen politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen angepasst. So werden in sogenannten „Agendaprozessen" langfristige Aspekte und in der „Energiewende Plattform Forschung und Innovation" anwendungsorientierte Themen mit allen relevanten Stakeholdern aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft diskutiert und zunehmend Themen an den Schnittstellen von Programmen und Sektoren aufgegriffen. Zunächst werden dabei Inhalte und Schwerpunkte künftiger Förderprogramme gemeinsam mit den relevanten Akteuren in einem zielgerichteten Dialogprozess schrittweise entwickelt. Im Anschluss begleiten und gestalten diese Akteure den Innovationsprozess bis hin zur Anwendung. Im Fokus stehen systemische Ansätze und die Erweiterung der Akteurskreise vor allem mit dem Ziel eines effizienten Forschungs- und Innovationstransfers. Neue Strukturen in Form von offenen, themenorientierten Forschungsnetzwerken geben hier zusätzliche Impulse.

Perspektivisch wird die Bedeutung der Energieforschung noch weiter zunehmen. Die mittelfristige Finanzplanung sieht ein Volumen von rund einer Milliarde Euro in 2019 vor. Auch im europäischen Rahmen wird Deutschland sich engagiert für ein ganzheitliches und energiewendeorientiertes Vorgehen einsetzen.

Forschungsnetzwerke Energie

Um Ergebnisse der Energieforschung direkt an Akteure der Energiewende zu transferieren, wurden seit 2015 mehrere Forschungsnetzwerke Energie nach und nach ins Leben gerufen:

- Energie in Gebäuden und Quartieren
- Stromnetze
- Systemanalyse
- Erneuerbare Energien
- Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe
- Flexible Energieumwandlung

Als Schnittstelle zwischen Forschung, Praxis und Politik werden die Netzwerke dazu beitragen, praxisnahe Förderstrategien themenorientiert zu beraten und neue Maßnahmen zu koordinieren. Transparenz und Effizienz werden so in den Fokus der Energieforschung gerückt. Die Energiewende Plattform Forschung und Innovation (FuI-Plattform) bündelt und koordiniert die langfristig angelegten Forschungsnetzwerke Energie.
Weitergehende Informationen: www.forschungsnetzwerke-energie.de

Die sektorübergreifende Energieforschung ist ein zentraler Beitrag zur Energiewende. Die wachsende Bedeutung der Integration des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors (Sektorkopplung) und der Systemintegration innovativer Technologien zur Erreichung der Energiewende-Ziele wird zunehmend in den Fokus der Energieforschung gerückt (siehe Kapitel 11). Gemeinsame Forschungsinitiativen zu Speichern, Netzen, im Gebäude- und Quartiersbereich sowie beim Thema Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie werden fortgeführt (siehe Maßnahmenübersicht) und perspektivisch mit neuen Aktivitäten zur intelligenten Sektorkopplung in der Energiewende mittels strombasierter Kraftstoffe ergänzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Zentrale Maßnahmen im Bereich Energieforschung

Plattform Forschung und Innovation

- **Ziele**: Bei der Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik stimmen sich Bund, Länder, Wirtschaft und Wissenschaft intensiver ab und europäische Fördermaßnahmen werden verstärkt berücksichtigt. Insgesamt soll der Innovationsprozess als Ergebnis von Forschung und Entwicklung verstärkt werden.
- **Inhalte**: Zentrale Handlungsfelder sind Aspekte zur Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik sowie neue Ansätze u.a. im Bereich der strategisch ausgerichteten Energiesystemanalyse, der Systemintegration von Einzeltechnologien insbesondere durch intelligente IKT-Systeme, zur Rolle von Start-up-Unternehmen für den Innovationsprozess sowie bei Demonstrationsprojekte für marktnahe Technologieanwendungen. Die Arbeitsergebnisse fließen in die Vorbereitungen eines neuen Energieforschungsprogramms ein. Dazu wurde auf der FuI-Plattform ein breiter Konsultationsprozess angestoßen, der zentrale Formate und laufende Maßnahmen der Energieforschungspolitik integrieren soll. Er wird flankiert durch das strategische Leitprojekt „Trends und Perspektiven der Energieforschung“.
- **Aufbau**: Die Plattform bündelt und koordiniert die langfristig angelegte Forschungsnetzwerke Energie (aktuell: Erneuerbare Energien, Stromnetze, Gebäude und Quartiere, Energiesystemanalyse, Flexible Energieumwandlung, Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe, Biomasse). Kurzfristige Fragestellungen werden in flexiblen und zeitlich begrenzten Adhoc-Arbeitsgruppen beraten, so z.B. in der AG Start-Up.

Forschungsforum Energiewende

- **Ziele**: Hochrangige Akteure aus Ländern, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft treffen sich seit 2013, um die effektive Koordinierung und langfristige Ausrichtung der Energieforschung voranzutreiben.
- **Inhalte**: Es werden forschungspolitische Schlussfolgerungen mit Blick auf Strukturen, Instrumente und Themen in der Zukunft entwickelt.

Kopernikus-Projekte

- **Ziele:** In Schlüsselbereichen der Energiewende den Brückenschlag von der Grundlagenforschung zur Anwendung schaffen. Mithilfe der in der ersten Förderphase des BMBF anstehenden grundlagenorientierten Forschung soll die Basis für ein technologisch exzellentes und wirtschaftlich wettbewerbsfähiges Energiesystem geschaffen werden, das zugleich die größtmögliche Akzeptanz in der Gesellschaft findet.
- **Stand/Inhalte:** Stromnetze bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien, Speicherung und Umwandlung, Neuausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung und Sektorkopplung.
- **Volumen:** Die erste Förderphase der Projekte ist auf drei Jahre angelegt. Die geplante Fördersumme beträgt bis zu 120 Millionen Euro.

Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“

- **Ziele:** 120 Vertreter der deutschen Wissenschaftsakademien erarbeiten systemische Handlungsoptionen für den Bereich der Grundlagenforschung mit Blick auf das Energiesystem der Zukunft und liefern so eine wissenschaftlich fundierte Basis für die gesamtgesellschaftlichen Diskussionen zu mittel- bis langfristig relevanten Fragestellungen zur Umsetzung der Energiewende. Neben Fragen der technologischen Machbarkeit werden auch ökonomische und rechtliche sowie solche der effizienten Ressourcennutzung und der gesellschaftlichen Akzeptanz adressiert.
- **Inhalte:** http://www.acatech.de/de/projekte/projekte/energiesysteme-der-zukunft-phase-2.html

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“

- **Ziel:** Gemeinsame Initiative von BMWi und BMBF, um die notwendigen technologischen Voraussetzungen für die künftige Übertragung und Verteilung von Strom zu schaffen für eine zuverlässige und bezahlbare, zugleich aber auch umweltverträgliche Stromversorgung.
- **Inhalte:** http://forschung-stromnetze.info/
- **Volumen:** seit 2014 rund 300 Projekte mit 150 Millionen Euro

Forschungsinitiative „Energiespeicher“

- **Ziel:** Gemeinsame Initiative von BMWi und BMBF zur Unterstützung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben von grundlegenden Arbeiten bis hin zu anwendungsorientierten Demonstrationsprojekten.
- **Inhalte**: http://forschung-energiespeicher.info/
- **Volumen:** seit 2012 mit rund 250 Projekten und 200 Millionen Euro

Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP)

- **Ziel:** Gemeinsame Initiative von BMWi, BMVI, BMBF und BMUB sowie Industrie und Wissenschaft, um eine Technologieentwicklung hin zur Marktreife von Produkten dieser Technologien zu beschleunigen.
- **Inhalte:** http://www.now-gmbh.de/de
- **Volumen:** für 2007 bis 2016 und mehr als 200 Forschungsvorhaben rund 1,4 Milliarden Euro

Programmkooperation: Forschungsallianz Energiewende in der AiF

- **Ziel:** Gemeinsame Initiative der Energieforschung und der Industriellen Gemeinschaftsforschung des BMWi, um die Innovationskraft forschungsferner KMU bei energietechnologischen Entwicklungen gezielt zu stärken.
- **Inhalte:** Erste Projekte sind Ende 2016 gestartet.
- **Volumen:** Ab 2016 stehen 18 Millionen Euro zusätzlich zur Verfügung.

Forschungsinitiative „Carbon2Chem“

- **Ziele**: Ein Konsortium aus Industrie und Wissenschaft (u.a. thyssenkrupp, Linde, BASF, Covestro, AkzoNobel, Max Planck Gesellschaft und Fraunhofer Gesellschaft) erprobt Umwandlung von Hüttengasen der Stahlproduktion in chemische Grundstoffe mit Hilfe von erneuerbaren Energien. Forschung und Innovation soll so einen Beitrag leisten, um die Wettbewerbsfähigkeit emissionsintensiver Industrien zu sichern.
- **Inhalte/Stand:** Aus Abgasen von Hochöfen werden wertvolle Vorprodukte für Kraftstoffe, Kunststoffe oder Düngemittel, die fossile Rohstoffe ersetzen. Das Vorhaben macht 10 Prozent der jährlichen CO2-Emissionen der deutschen Industrieprozesse wirtschaftlich nutzbar. Die Übertragung auf ausländische Stahlstandorte oder andere Branchen wird angestrebt.
- **Volumen:** Das BMBF stellt hierfür mehr als 62 Millionen Euro in den nächsten vier Jahren bereit.

Förderprogramm „Nachwachsende Rohstoffe“

- **Ziel:** Initiative des BMEL zur Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der stofflichen und energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe.
- **Inhalte**: http://www.fnr.de/projektfoerderung/fuer-antragsteller/foerderprogramm-nachwachsende-rohstoffe/
- **Volumen:** 2016 stehen 61 Millionen Euro zur Verfügung. Zusätzlich werden 24,6 Millionen Euro aus dem EKF für Bioenergievorhaben bereit gestellt.

Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“

- **Ziel:** Praxisnahe Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zu zukunftsweisende Technologien sowie

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

zu Verfahrens- und Prozessoptimierungen, die die effiziente, wirtschaftliche und nachhaltige Nutzung der Bioenergie ermöglichen und zur Versorgungssicherheit beitragen.

- **Inhalte/Stand**: Programmstart 2009 und -neuausrichtung 2015. Förderung insbesondere von praxisorientierten Lösungen mit Demonstrations- und Pilotcharakter, die zur Flexibilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse beitragen. Zur Verbesserung der nachhaltigen energetischen Nutzung im (gekoppelten) Wärme- und Strombereich sollen vor allem Biomassereststoff- und Abfallpotenziale erschlossen werden.
- **Volumen:** Bisher 300 Einzelvorhaben, vor allem Verbundvorhaben, mit Zuwendungen in Höhe von etwa 44 Millionen Euro Fördersumme. 2016 stehen 61 Millionen Euro zur Verfügung. Zusätzlich werden 24,6 Millionen Euro aus dem EKF für Bioenergievorhaben bereitgestellt.

13.2 Innovative Energietechnologien

Erfolgversprechende Forschungsergebnisse sind Ausgangspunkt für neue, kostengünstige und marktfähige Energietechnologien. Beispiele für die zunehmende Verbreitung von innovativen Technologien, die mit höheren Wirkungsgraden, geringeren Kosten oder geringerem Ressourceneinsatz verbunden sind, finden sich – wie im Folgenden dargestellt – in allen Handlungsfeldern der Energiewende.

Im Bereich erneuerbarer Energien belegen die Patentanmeldungen eine hohe Innovationsfreude. 2015 wurden 1378 Patente im Bereich Erneuerbare Energien angemeldet (DPMA 2016). Damit haben sich die Anmeldungen innerhalb von 10 Jahren mehr als verdreifacht. Patente sind allerdings nur eine von vielen Facetten von Innovationen und daher kein alleiniger Indikator. Entscheidend ist der Umfang der praktischen Umsetzungen und wirtschaftlichen Vorteile durch neue Produkte. Diese werden durch die Zahl der Patente nicht erfasst. Hinzu kommt, dass die Anmelderate der Patente in verschiedenen technologischen Disziplinen sehr unterschiedlich ist.

Die Patentanmeldungen im Bereich der Kraftfahrzeugtechnik spiegeln innovative Transformationsprozesse wieder. Anmeldungen für Hybridantriebe und Elektroantriebe haben sich seit 2009 mehr als verdoppelt (DPMA 2016). Insgesamt übersteigen weiterhin die Patentanmeldungen zum Verbrennungsmotor die Anmeldungen zu alternativen Antrieben. Die Bundesregierung setzt sich dafür ein, dass es im Bereich der alternativen Antriebstechnologie weiter vorangeht (vergleiche Kapitel 6).

Gründungspotenziale und Start-up Unternehmen der Energiewende

Die Energiewende schafft Chancen für Unternehmensgründungen**:** Rund 17 Prozent aller in Deutschland neu gegründeten Unternehmen leisten mit ihren Produkten und Dienstleistungen einen Beitrag zum Umbau des Energiesystems. Damit ist der Querschnittssektor „Green Economy“ nach dem Handel mittlerweile das größte Gründungsfeld im Land. Zwischen 2006 und 2014 sind rund 190.000 Unternehmen in energiewenderelevanten Feldern gegründet worden. Davon haben 36 Prozent ihren Schwerpunkt im Bereich Erneuerbare Energien und 32 Prozent im Bereich Energieeffizienz. Auch Gründungen, die mit ihren Produkten oder Dienstleistungen auf die Emissionsvermeidung fokussieren, spielen mit 14 Prozent eine wesentliche Rolle. Diese und mehr Info bietet der Green Economy Gründungsmonitor: www.gruendungsmonitor.de.

Insbesondere durch junge Unternehmen der Energieerzeugung bietet das Marktsegment der erneuerbaren Energien eine hohe Gründungsdynamik. Weiterhin hat sich gezeigt, dass die Start-ups

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

in diesem Bereich häufig mit höherem Umsatzniveau und mit mehr Mitarbeitern gründen (ZEW 2014). Sie weisen im Gründungsjahr ein höheres Umsatzniveau auf und benötigen höhere Finanzierungsvolumina. Gleichzeitig zeichnen sich die Gründer durch eine höhere Innovationskraft im Vergleich zu Nicht-Energie-Gründern derselben Branchen aus: sie tätigen hohe Forschungsinvestitionen, verfügen über eine hohe Anzahl von Patenten und entwickeln häufig nationale oder weltweite Marktneuheiten.

Gerade digitale Start-ups und andere neu eintretende Marktakteure können für das Gelingen der Energiewende einen wichtigen Beitrag leisten. In Bereichen wie virtuellen Kraftwerken, Smart Grid und Smart Home kommen bereits viele Start-ups mit innovativen Geschäftsmodellen auf den Markt. Etablierte Unternehmen wiederum sehen sich wegen der Digitalisierung oft der großen Herausforderung ausgesetzt, ihr Geschäftsmodell aus eigener Kraft zu optimieren oder mit Start-ups zu kooperieren. Daher sollte das Ziel sein, dass sowohl junge, innovative Unternehmen einen Platz in der Energiebranche finden als auch die bislang erfolgreichen Unternehmen sich an die Herausforderungen der Energiewende anpassen können.

BMWi unterstützt Start-ups mit einer Vielzahl von Maßnahmen, die unter der Initiative „Neue Gründerzeit“ gebündelt sind. Hierzu zählt auch die Vernetzung von Start-ups mit etablierten Unternehmen (speziell für den Energiesektor bei der Start-up Night „digitale Energiewelt.

Technologische Weiterentwicklungen und Innovationen bei Erneuerbare-Energien-Technologien in der Stromerzeugung bewirken Kostensenkungen. Dies gilt v. a. für Photovoltaik und die Windenergie. Lagen die Vergütungssätze bei PV vor zehn Jahren noch bei über 50 ct/kWh, liegen sie heute bei rund 12 ct/kWh für Dachanlagen und deutlich unter 10 Cent für PV-Freiflächenlagen. In der Ausschreibungsrunde vom April 2016 für PV-Freiflächenanlagen sind die durchschnittlichen Zuschlagspreise auf unter 8 ct/kWh gesunken (siehe Kapitel 3).

Die Technologien in Gas- und Dampfkraftwerken werden kontinuierlich optimiert. Die Prioritäten bei Forschung und Entwicklung verlagern sich zunehmend in Richtung Flexibilisierung von Kraftwerksprozessen, da mit zunehmender Integration erneuerbarer Energien im Strommarkt neue Anforderungen entstanden sind. Durch die Forschungsaktivitäten in diesem Bereich werden die Voraussetzungen geschaffen, dass der deutsche Kraftwerkspark diese Anforderungen auch in der Zukunft zufriedenstellend erfüllen kann.

Der Trend zu Produkten der höchsten Effizienzklassen ist ungebrochen. Auch im Jahr 2015 hat die Verbreitung energieeffizienter Technologien und Geräte zugenommen. Dazu leisten das EU-Ökodesign und die EU-Energieverbrauchskennzeichnung weiterhin einen wichtigen Beitrag. In 2016 haben der Rat und das Europäische Parlament im Rahmen der Novelle der EU-Energieverbrauchskennzeichnung Beschlüsse zur Stärkung des EU-Energielabels gefasst (siehe Kapitel 4).

Bei Gebäudesanierungen steht die Steigerung der Energieeffizienz weiterhin im Mittelpunkt. Das zeigen auch die Effizienzentwicklungen bei den durch die KfW geförderten energetischen Sanierungen. Mit der Novelle der Förderrichtlinie zum Marktanreizprogramm am 1. April 2015 wurde außerdem der Anreiz für den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt nochmals verstärkt (siehe Kapitel 5). Auch bei Heizungen und Warmwasser konnten effiziente Brennwertsysteme ihren Marktanteil 2015 deutlich steigern. Darüber hinaus steigt der Anteil elektrischer Wärmepumpen kontinuierlich (siehe Kapitel 11.1).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Weitere Wärmeerzeuger, wie Biomasse und Solarthermie, bleiben im Blickfeld des Marktes (siehe Kapitel 5).

Bei den jährlichen Neuzulassungen nehmen Elektro-Antriebssysteme zu. Bis Ende 2015 sind 29 Serienmodelle deutscher Hersteller auf dem Markt gewesen (siehe Kapitel 6). Auch die Effizienz von Fahrzeugen auf Basis fossiler Brennstoffe kann noch gesteigert werden. Dazu wurde das Fachprogramm „Neue Fahrzeug- und Systemtechnologien“ ins Leben gerufen. Auch mit Wasserstoff angetriebene Brennstoffzellen-Fahrzeuge und Erdgasfahrzeuge sind auf dem Vormarsch (siehe Kapitel 6).

Das Marktgeschehen für Power-to-X-Technologien ist noch durch die Inbetriebnahme von Demonstrationsanlagen gekennzeichnet. Die Power-to-X- und insbesondere die Power-to-Gas- oder auch Power-to-Fuel-Technologie ist eine vielversprechende Möglichkeit, um die Sektoren Stromerzeugung, Gaswirtschaft und Mobilität technologisch und wirtschaftlich miteinander zu verknüpfen (siehe Kapitel 11.1). Während die Technologieentwicklung aufgrund wegweisender Forschungsprojekte deutliche Erfolge in Richtung Kostensenkung der Anlagen und Komponenten sowie der Steigerung der Flexibilität im Anlagenbetrieb erzielt hat, können die Kosten für den laufenden Betrieb noch nicht erwirtschaftet werden.

Digitale Lösungen ziehen sich über alle Branchen und Sektoren. Dies gilt insbesondere für den Bereich Strom und Netze (Smart Meter Rollout) sowie Gebäude (Smart Home, netzreaktive Gebäude) (siehe Kapitel 11.2). Im Bereich automatisiertes und vernetztes Fahren (AVF) ist Deutschland derzeit führend in wesentlichen Technologiefeldern. Mit der Umsetzung der „Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren – Leitanbieter bleiben, Leitmarkt werden, Regelbetrieb einleiten“ schafft die Bundesregierung die Voraussetzungen, um die Wachstums- und Wohlstandschancen der Mobilität der Zukunft zu nutzen. Automatisiertes und vernetztes Fahren wird den Straßenverkehr sicherer machen und durch die schrittweise Optimierung des Verkehrsflusses und die wachsende Marktdurchdringung verkehrsbedingte Emissionen reduzieren. Erster Meilenstein ist die Einführung hochautomatisierter Fahrfunktionen auf Autobahnen und autobahnähnlichen Straßen (Autobahn-System) sowie des Parkhaus-Systems.

Zentrale Maßnahmen zur Förderung innovativer Technologien

WIPANO – „Wissens- und Technologietransfer durch Patente und Normen"

- **Ziel:** Förderung öffentlicher Forschung und von Unternehmen bei der Patentierung und Verwertung ihrer Ideen und unterstützt innovative Projekte.
- **Inhalte**: In der Patentförderung werden die Kosten für Beratung, Patentanwalt oder Patentanmeldung anteilig übernommen.
- **Stand/Volumen**: Die Richtlinie läuft vom 01. Januar 2016-31. Dezember 2019 mit einem Volumen von 23 Millionen Euro. Antragsberechtigt sind Unternehmen, Hochschulen, Universitäten und außeruniversitärer Forschungseinrichtungen.

Förderung von stationären Brennstoffzellen-Heizungen im Rahmen des Anreizprogramms Energieeffizienz

- **Ziel:** Unterstützung der Einführung der Brennstoffzellentechnologie in der Wärme- und Stromversorgung von Wohngebäuden
- **Inhalte:** Gefördert wird der Einbau von Brennstoffzellensystemen mit einer Leistung von 0,25 kW_{el} bis 5 kW_{el} in Wohngebäuden, wenn die Brennstoffzelle in die Wärme- und Stromversorgung des Gebäudes eingebunden wird. Möglich ist die Förderung sowohl bei einem Neubau als auch bei einer energetischen Sanierung. Die Förderung erfolgt als Zuschuss und ist

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

mit der Förderung nach dem KWKG kombinierbar.

- **Volumen:** Insgesamt stehen für die investiven Fördermaßnahmen des Anreizprogramms Energieeffizienz (Heizungspaket, Lüftungspaket und Brennstoffzelle) für die Jahre 2016 bis 2018 jährlich 150 Millionen Euro zur Verfügung.

Regierungsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie für die Förderperiode 2016 bis 2026

- **Ziel:** Ziel ist die Marktaktivierung von Produkten und Anwendungen, die auf Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie basieren.
- **Inhalte:** Fortsetzung der Technologieentwicklung zu wettbewerbsfähigen Produkten im Vordergrund. Investitionsabsichten der Industrie werden durch öffentliche Förderung flankiert.
- **Volumen:** für 2016 bis 2026 rund 1,4 Milliarden Euro

Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren

- **Ziel:** Schaffung von Rahmenbedingungen und erforderlichen Voraussetzungen für die Einführung von Systemen des automatisierten und vernetzten Fahrens in Verbindung mit Intelligenten Verkehrssystemen (IVS).
- **Inhalt:** Umsetzung von Maßnahmen in den Handlungsfeldern Infrastruktur, Recht, Innovation, Vernetzung, Cyber-Sicherheit und Datenschutz sowie gesellschaftlicher Dialog, um die Potenziale der Technologien - Erhöhung der Verkehrssicherheit, Erhöhung der Verkehrseffizienz, Reduzierung der mobilitätsbedingten Emissionen sowie Stärkung des Innovations- und Wirtschaftsstandorts Deutschland – zu heben.

Wie oben ausgeführt, stehen in allen genannten Handlungsfeldern Ansätze zur Innovationförderung bereit. Beispiele:

- **Anreizprogramm Energieeffizienz** (siehe Kapitel 4)
- **Förderinitiative „EnEff.Gebäude.2050“** (siehe Kapitel 5)
- **Förderinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“** (siehe Kapitel 5)
- **Schaufenster Elektromobilität** (siehe Kapitel 6)
- **Förderprogramm „PV-Batteriespeicher“** (siehe Kapitel 8)

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

14 Investitionen, Wachstum und Beschäftigung

Wo stehen wir?

- Für den Umbau der Energieversorgung wurden auch 2015 Investitionen in Milliardenhöhe getätigt. Dies gilt vor allem für die energetische Gebäudesanierung, für den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, sowie für den Ausbau der Stromnetze.

Was ist neu?

- Investitionen brauchen Planbarkeit: Die im Juli 2016 vom Bundestag beschlossenen Gesetze (EEG 2017, Strommarktgesetz, Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende) sowie die Novelle der Anreizregulierung schaffen einen stabilen ökonomischen und rechtlichen Rahmen für Investitionen im Rahmen der Energiewende.

INVESTITIONEN WACHSTUM BESCHÄFTIGUNG	Arbeitsplätze in Deutschland erhalten und ausbauen und Grundlagen für nachhaltigen Wohlstand und Lebensqualität schaffen

14.1 Investitionen

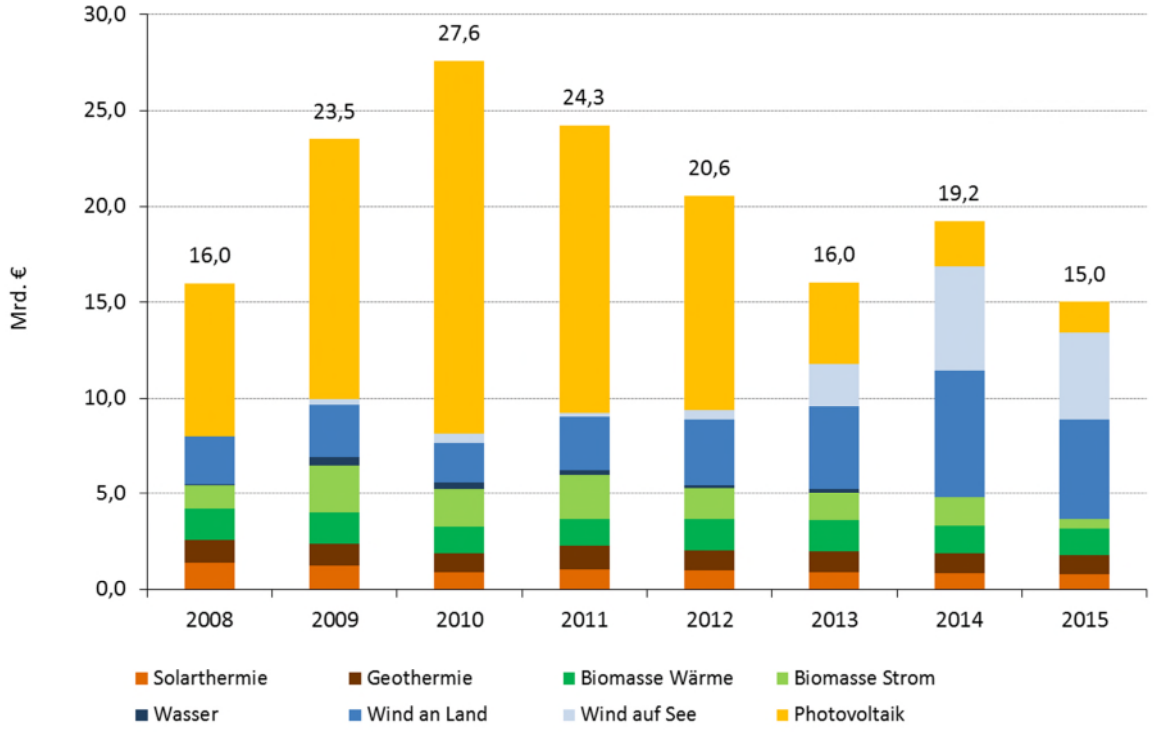
Investitionen sind ein Schlüssel zu höherer Wettbewerbsfähigkeit, dauerhaftem Wohlstand und besserer Lebensqualität. Um dies zu erreichen, verfolgt die Bundesregierung einen umfassenden Ansatz. Dazu gehört neben der Umsetzung der Digitalen Agenda und der High-Tech-Strategie, dem Abbau von Bürokratiekosten sowie der Stärkung der Gründungsdynamik auch, die Energiewende erfolgreich und kosteneffizient weiterzuführen. Wirtschafts- und energiepolitische Rahmenbedingungen beeinflussen maßgeblich die Entscheidungen von Unternehmen und privaten Haushalten für Investitionen, zum Beispiel in energetische Gebäudesanierung, erneuerbare Energien, Stromnetze und eine verbesserte Energieeffizienz. Klare und stabile Rahmenbedingungen erhöhen die Investitions- und Planungssicherheit. Mit der Verabschiedung des EEG 2017 (siehe Kapitel 3), des Strommarktgesetzes (siehe Kapitel 8) sowie der Novelle der Anreizregulierungsverordnung (siehe Kapitel 10) im Juli 2016 wurden diese Rahmenbedingungen verbessert. Das im Juli 2016 beschlossene Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende bereitet den Weg für neue Geschäftsmodelle im Bereich digitaler Technologien (siehe Kapitel 11). Für mehr private Investitionen in Effizienztechnologien sind nun alle wesentlichen Maßnahmen des NAPE und des Sofortprogramms gestartet (siehe Kapitel 4).

Die Investitionen in die energetische Gebäudesanierung sind gegenüber dem Vorjahresniveau leicht gestiegen. Im Jahr 2015 wurden 36,4 Milliarden Euro in bestehende Wohnungsgebäude investiert, nach 35,7 Milliarden Euro im Jahr 2014. Hinzu kommen Investitionen von rund 16,8 Milliarden Euro in bestehende Gebäude des Nichtwohnungsbaus. Sie lagen im Jahr 2014 bei 16,1 Milliarden Euro (DIW 2015). Die energetische Gebäudesanierung bleibt einer der zentrale Bereiche bei den Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz. Investitionen in diesem Bereich werden durch Beratungsangebote und Förderprogramme unterstützt (siehe Kapitel 5).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Der Zubau erneuerbarer Energien kommt mit weniger Investitionen aus. Im Jahr 2015 wurden 15 Milliarden Euro in die Errichtung, zu einem geringeren Teil auch in die Erweiterung und Ertüchtigung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien investiert. Das ist ein Rückgang gegenüber dem Investitionsniveau im Jahr 2014. Zugleich schreitet der Ausbau voran. Die installierten Kapazitäten erneuerbarer Energien sind im Jahr 2015 im gleichen Umfang gestiegen wie im Vorjahr (siehe Kapitel 8). Dies könnte als Anzeichen für die gesunkenen Kosten je installierter Anlage gewertet werden. Eine Ursache könnten auch Struktureffekte sein, d. h. ein stärkerer Zubau bei kostengünstigeren Technologien. Die Investitionen konzentrieren sich auf die Technologien Windenergie und Photovoltaik. Sie haben einen Anteil von rund 75 Prozent an den Gesamtinvestitionen.

Abbildung 14.1: Investitionen in erneuerbare Energien



Quelle: BMWi nach Daten des ZSW 08/2016.

Die Investitionen in die Stromnetze liegen weiterhin auf hohem Niveau. Insbesondere Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien lösen weitere Investitionen im Energiesystem aus. Dazu gehören Investitionen in die Netzinfrastruktur. Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber haben im Jahr 2015 rund 5,9 Milliarden Euro in den Neubau und die Netzverstärkung investiert. Hinzu kommen Aufwendungen der Netzbetreiber für die Wartung und Instandhaltung der Netze von 3,3 Milliarden Euro (siehe Kapitel 10).

In der konventionellen Elektrizitätsversorgung wurden zwischen 2008 und 2014 zwischen 7,9 und 9,5 Milliarden Euro jährlich investiert. Diese Zahlen enthalten nicht die Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen, aber anteilig die Investitionen in die Stromnetze. Sie unterstreichen zusammen mit den genannten Zahlen die Bedeutung der Energiewirtschaft für die Investitionsaktivität in Deutschland. Denn ein Energiesystem in einer hoch entwickelten Volkswirtschaft wie Deutschland erfordert stetige

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Neu-, Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in Erzeugungskapazitäten, Systemintegration, Netze und Speicher sowie in das Stromnachfragemanagement und in Verkehrsinfrastrukturen.

14.2 Wachstum

Investitionen im Rahmen der Energiewende haben einen positiven Effekt auf das Wachstum. Über Vorleistungsverflechtungen generieren sie Wertschöpfung in vielen Bereichen der Volkswirtschaft. Eine aktuelle Studie kommt zu dem Ergebnis, dass durch Effizienzinstrumente ausgelöste Investitionen das Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2015 etwa 0,3 Prozent höher ausfallen ließen als in einer hypothetischen Referenzentwicklung ohne diese Maßnahmen (Ecofys et al. 2016). Eine vertiefte Darstellung der Effekte der Energiewende insgesamt auf das Wachstum soll im kommenden Fortschrittsbericht vorgenommen werden.

Die Entwicklung an den Weltenergiemärkten hat nach wie vor einen stärkeren Einfluss auf die Preise als die Energiewende. Experten gehen davon aus, dass die Inflation in Deutschland 2015 durch die Maßnahmen zur Energiewende geringfügig höher ausgefallen ist, als dies ohne die Energiewende der Fall gewesen wäre (GWS, Prognos, EWI 2014). Dieser moderate Einfluss auf die Inflation wurde durch die gesunkenen Preise für Öl, Gas und andere Energieträger an den Weltmärkten überlagert. Zugleich sind die Strompreise im Großhandel weiter deutlich zurückgegangen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein Grund für diesen Rückgang (siehe Kapitel 3 und 9).

Unternehmen in Deutschland behaupten ihre führende Position auf dem Gebiet moderner Energietechnologien und bauen diese aus. Indem die Energiewende zu einem ökologischen und ökonomischen Erfolgsmodell wird, erhöhen sich die Chancen, dass sie auch in anderen Ländern Nachahmer findet. Damit entstehen auch in Deutschland Potenziale für zusätzliche Wertschöpfung und Beschäftigung. Zugleich werden Investitionsgüter für den Umbau der Energieversorgung aus dem In- und Ausland bezogen.

Die Energiewende macht Deutschland unabhängiger vom Import fossiler Brennstoffe. Zum einen haben Steigerungen der Energieeffizienz eine dämpfende Wirkung auf die Energienachfrage allgemein (siehe Kapitel 4). Zum anderen ersetzen erneuerbare Energien zunehmend fossile Primärenergieträger. Im Jahr 2015 wurden in den Sektoren Stromerzeugung, Verkehr und Wärme insgesamt 539,1 Milliarden kWh fossile Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien eingespart. Die Gesamteinsparung ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Da in Deutschland fossile Energieträger zu einem hohen Anteil importiert werden, führen diese Einsparungen zu einer Senkung der deutschen Energieimportkosten. Deutschland musste als ressourcenarmes Land auch im Jahr 2015 99,5 Prozent des Öls und 88,9 Prozent des Gases importieren. Insgesamt wurden 2015 fossile Primärenergieträger im Wert von rund 55 Milliarden Euro eingeführt und im Inland verbraucht.

Ohne erneuerbare Energien und Anstrengungen bei der Energieeffizienz wäre die Importnachfrage nach fossilen Brennstoffen höher ausgefallen. Laut aktuellen Szenarienberechnungen (GWS, DLR, DIW 2016) dürfte der geschätzte dämpfende Effekt durch erneuerbare Energien auf die Importnachfrage nach fossilen Brennstoffen im Jahr 2015 rechnerisch 8,8 Milliarden Euro netto betragen haben. Hinzu kommen Einsparungen durch den effizienzbedingten Rückgang des Energieverbrauchs, die für das Jahr 2015 auf rund 16 Milliarden Euro geschätzt werden. Unternehmen und Haushalte sparen so erhebliche Ausgaben bei Heiz- und Kraftstoffkosten, die in den privaten Konsum fließen oder die Erträge der

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Unternehmen erhöhen können. Die Diversifizierung der Energiebezugsquellen und Transportwege bei den Rohstoffen bleibt weiterhin ein vorrangiges Ziel.

Debatte zu den Kosten der Energiewende

Aussagen zu den Kosten der Energiewende erreichen eine hohe öffentliche Aufmerksamkeit. Dabei wird nicht selten ein Kostenbegriff verwendet, der lediglich die finanzielle Höhe eines bestimmten energiepolitischen Eingriffs, wie z. B. das EEG und die EEG-Umlage, beschreibt. Damit kann der Eindruck entstehen, dass bestimmte Kosten ohne die Energiewende überhaupt nicht entstanden wären.

Unbestreitbar ist, dass die Energiewende Investitionen erfordert und somit nicht zum „Nulltarif" zu haben ist. Es wird auch künftig darum gehen, eine wirtschaftliche und kosteneffiziente Umsetzung der Energiewende zu erreichen. Eine Bewertung erfordert aber einen sachgerechten Kostenvergleich. Hierin einzubeziehen sind diejenigen Investitionen und damit Kosten, die auch ohne Energiewende anfallen würden. Dazu zählen z.B. Investitionen zur Ertüchtigung der Stromnetze oder für den Neubau konventioneller Kraftwerke. Zugleich ist die bisherige Stromerzeugung aus konventionellen Quellen mit Klima- und Umweltbelastungen sowie potenziellen Gesundheitsrisiken verbunden, die sich nicht vollständig in den Marktpreisen und Kosten ausdrücken, aber von der Gesellschaft getragen werden. Gleiches gilt für das Restrisiko aus der Kernenergie. Mit der Energiewende und einer Energieversorgung, die auf erneuerbaren Energien und Effizienz basiert, werden diese Kosten schrittweise zurückgeführt.

14.3 Beschäftigung

Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Investitionen in Energieeffizienz entfalten Beschäftigungswirkungen über eine zunehmende Nachfrage nach diesbezüglichen Waren und Dienstleistungen. Dies führt zu einer steigenden Produktion in den Wirtschaftszweigen, die diese nachgefragten Güter bereitstellen und fördert dort einen Beschäftigungsaufbau. Gleichzeitig überträgt sich dieser Impuls auf die Vorleistungsbereiche und löst weitere indirekte Beschäftigungseffekte aus. Nicht alle Bereiche profitieren jedoch im gleichen Maße von einem solchen Nachfrageimpuls.

Die Energiewende ist ein Umbauprozess: Beschäftigungsstrukturen ändern sich und passen sich an. Beschäftigungsimpulse durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz gehen einher mit strukturellen Veränderungen, die auch die Beschäftigung in anderen Bereichen der Energiewirtschaft und den übrigen Wirtschaftssektoren beeinflussen. Zugleich sind nicht alle in diesen Bereichen zu beobachtenden Beschäftigungseffekte auf die Energiewende zurückzuführen. Zugleich können durch die Integration digitaler Technologien in das Energiesystem neue Berufsbilder und Arbeitsplätze im Energiebereich entstehen.

Die konventionelle Stromversorgung bot im Jahr 2015 geschätzt rund 117.000 Personen Beschäftigung. Dieser Beschäftigungsstand bewegt sich etwa auf dem Niveau des Vorjahres. In diesen Zahlen der amtlichen Statistik sind vorrangig Personen erfasst, die direkt in der konventionellen Elektrizitätsversorgung beschäftigt sind. Die Beschäftigten verteilen sich auf die Bereiche der Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -verteilung sowie auf den Elektrizitätshandel. Zu beachten ist dabei, dass weitere energiewirtschaftliche Bereiche, wie die Gas- und Fernwärmeversorgung, der Kohlenbergbau und -veredelung, die Gewinnung von Erdöl und Erdgas sowie die Mineralölverarbeitung wesentlich zur Beschäftigung beitragen, deren Beiträge hier jedoch nicht erfasst sind.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Die erneuerbaren Energien sind inzwischen ein wichtiger Wirtschaftsfaktor und boten im Jahr 2015 rund 330.000 Personen Beschäftigung. Dies bedeutet einen Rückgang gegenüber 2014 von rund 25.000 Beschäftigen (GWS, DLR, DIW 2016). In diesen Berechnungen, welche die Strom-, Wärme- und Biokraftstofferzeugung einbeziehen, sind neben der Energieerzeugung auch Liefer- und Leistungsverflechtungen einschließlich Beschäftigte der öffentlichen Hand (u. a. der öffentlichen Forschung) berücksichtigt. Schwerpunkt war weiterhin die Windenergie, die insgesamt 143.000 Personen Beschäftigung bot. Der Großteil davon war mit rund 122.000 Personen in der Windenergie an Land beschäftigt. Die Beschäftigung bei Windenergie auf See hat im Jahr 2015 leicht zugelegt. In der von einer Marktkonsolidierung betroffenen Photovoltaik-Branche hat sich der Beschäftigungsrückgang der letzten beiden Jahre in geringerem Umfang fortgesetzt. Zugleich gab es hier Anzeichen für eine Stabilisierung der Beschäftigung. Damit Beschäftigung und Investitionen auch in den kommenden Jahren auf hohem Niveau bleiben und sich nachhaltig entwickeln können, sind stabile Rahmenbedingungen wesentlich. Hierfür setzt sich die Bundesregierung weiterhin ein.

Auch durch Investitionen in Energieeffizienz entstehen positive volkswirtschaftliche Effekte. Ecofys, Fraunhofer ISI, IREES, Öko-Institut (2016) ermitteln auf Basis von Modellrechnungen, dass durch umfangreiche Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bis zum Jahr 2020 Beschäftigung für bis zu 190.000 Personen entstehen könnte. Der positive Beschäftigungseffekt wirkt dabei vor allem im Baugewerbe. Dies ist unter anderem auf die energetische Gebäudesanierung und den Neubau energieeffizienter Gebäude zurückzuführen. Es ist davon auszugehen, dass die im Mai 2016 von der Bundesregierung gestartete Offensive zur Steigerung der Energieeffizienz weitere Impulse für Effizienzinvestitionen setzen und somit zur Schaffung von Arbeitsplätzen beitragen wird.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

15 Maßnahmenübersicht

Nr.	Instrument	Umsetzungsstand
	Kapitel 3: Erneuerbare Energien	
1.	Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 (EEG 2017)	Mit dem EEG 2017, beschlossen am 8. Juli 2016, wird die Vergütungshöhe des erneuerbaren Stroms nicht wie bisher staatlich festgelegt, sondern durch Ausschreibungen ermittelt. Der weitere Ausbau erfolgt damit zu wettbewerblichen Preisen. Verzahnen des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau durch eine übergangsweise, lokale Begrenzung der Ausbauzahlen von Wind an Land bei Bestehen von Netzengpässen.
2.	Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) / Änderungsgesetz EEG	Beihilferechtskonforme Ausgestaltung und bessere Systematisierung der Bestimmungen zur Eigenversorgung. Bestandsanlagen der Eigenversorgung werden bei gleichzeitiger Gewährung eines ausreichenden Bestandsschutzes zukünftig nach einer erfolgten Modernisierung zu einem Teil an der EEG-Umlage beteiligt. Meldepflichten für Eigenversorgungssachverhalte, die bislang in der Ausgleichsmechanismusverordnung und im EEG 2014 geregelt waren, werden einheitlich im EEG 2017 geregelt.
3.	Novelle des Marktanreizprogramms von 2015	Förderung des Einbaus von Solarthermieanlagen, Biomasseheizungen oder Wärmepumpen für Privatpersonen, Freiberufler und Unternehmen auf Basis von (1) Zuschüssen BAFA für kleinere Anlagen in Privathaushalten und in Unternehmen oder (2) zinsgünstigen Darlehen und Tilgungszuschüssen durch die KfW für große, gewerbliche Anlagen. Die Novelle trat zum 1. April 2015 in Kraft mit einem Fördervolumen von 300 Millionen Euro pro Jahr.
4.	EU-Regelung zu Biokraftstoffen und indirekten Landnutzungsänderungen	Zur Vermeidung von indirekten Landnutzungsänderungen wird mit Richtlinie 2015/1513 eine Obergrenze für die Anrechnung von konventionellen Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse eingeführt, die nun in den Mitgliedstaaten in nationales Recht umzusetzen ist.
5.	KfW-Förderprogramm "Erneuerbare Energien-Speicher"	siehe Kapitel 13
6.	Exportinitiative Erneuerbare Energien	siehe Kapitel 12
	Kapitel 4: Energieverbrauch und Energieeffizienz	
7.	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE)	Mit dem NAPE hat die Bundesregierung 2014 ein Maßnahmenbündel aufgelegt, welches – zusätzlich zu den bestehenden Instrumenten – die Energieeffizienz in zentralen Bereichen wie Gebäude und Produktion fördert. Der NAPE definiert Sofortmaßnahmen und weiterführende Arbeitsprozesse, um die nationalen Effizienz- und Klimaziele zu erreichen. Die wichtigsten Handlungsfelder sind dabei: das Voranbringen der Energieeffizienz im Gebäudebereich, das Etablieren der Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell und Erhöhen der Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz. Für diese Handlungsfelder definiert der NAPE sektorübergreifende Maßnahmen, mit denen der Energieverbrauch auf der Nachfrageseite gesenkt werden kann.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

8.	Grünbuch Energieeffizienz des BMWi	Erarbeitung einer mittel- bis langfristig ausgerichteten Strategie zur Verringerung des Energieverbrauchs durch das BMWi. Formulierung von Thesen und Leitfragen und Einleitung eines Konsultationsprozesses mit allen betroffenen Akteuren, danach Auswertung durch BMWi.
9.	Anreizprogramm Energieeffizienz (Alternative zu einer steuerlichen Förderung energetischer Sanierungen)	siehe Kapitel 6
10.	Fortentwicklung des Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP)	siehe Kapitel 3
11.	Weiterentwicklung CO2-Gebäudesanierungsprogramm (KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren)	Die Förderung umfasst insbesondere den Neubau und die Sanierung zum KfW-Effizienzhaus. Die Förderung erfolgt über Zuschüsse oder zinsgünstige Darlehen in Verbindung mit Tilgungszuschüssen. Das Fördervolumen 2015 und 2016 beläuft sich auf jeweils bis zu 2 Milliarden Euro. 2015 und 2016 wurde das Programm wie folgt weiterentwickelt: 1) Förderung des Neubaus und der Sanierung gewerblicher Gebäude. 2) Erhöhung des Kredithöchstbetrages und der „Bemessungsgrundlage“ für Zuschüsse für KfW-Effizienzhäuser von 75.000 Euro pro Wohneinheit auf 100.000 Euro, Einführung von Tilgungszuschüssen bei energetischen Einzelmaßnahmen sowie Erweiterung des förderfähigen Gebäudebestandes vom Baujahr bis 1995 auf Baujahr bis 2002. 3) Förderung des Neubaus kommunaler Gebäude. 4) Einführung eines neuen Förderstandards „Effizienzhaus 40 Plus“ im Wohngebäudebereich sowie einer 20-jährigen Zinsbindung im Programm „Energieeffizient Bauen“ für die Effizienzhausstufen EH 40 und 55.
12.	Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen	Das neue Effizienzlabel gilt ab dem 1.1.2016 für Heizkessel, die älter als 15 Jahre sind. Über die nächsten 8 Jahre sollen ca. 13 Millionen Heizkessel gelabelt werden. Mit der Maßnahme soll die jährliche Austauschrate um ca. 20 Prozent auf 3,7 Prozent erhöht werden.
13.	Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich	Bis zum Jahr 2020 soll mit dem Förderprogramm jährlich der Austausch von bis zu 2 Millionen Pumpen in Gebäuden und die zusätzliche Optimierung des Betriebs von bis zu 200.000 Heizungsanlagen gefördert werden. Damit sollen rund 1,8 Millionen t CO2 bis 2020 eingespart werden. Das Programm ist im August 2016 gestartet. 2016 stehen rund 100 Millionen Euro zur Verfügung.
14.	Weiterentwicklung des KfW-Effizienzprogramms „Produktionsanlagen und -prozesse“	Die Förderintensität wird an der Höhe der Energieeinsparungen ausgerichtet. Außerdem wird die Zusammenarbeit mit Landesförderinstitutionen ausgebaut und die Maßnahme öffentlich beworben. 2015 wurden 257 Kreditzusagen mit einem Gesamtvolumen von rund 970 Millionen Euro, im ersten Quartal 2016 136 Kreditzusagen mit einem Gesamtvolumen von rund 400 Millionen Euro getätigt.
15.	Energieauditpflicht für Nicht-KMU / Großunternehmen einführen (Umsetzung Art. 8 EED)	§ 8 EDL-G verpflichtet große Unternehmen (Nicht-KMU), bis zum 5.12.2015 und danach wiederkehrend alle vier Jahre Energieaudits durchzuführen oder alternativ ein Energiemanagement nach ISO 50001 oder ein Umweltmanagement nach EMAS bis zum 31.12.2016 einzuführen. Seit Januar 2016 ist das BAFA damit befasst, durch Stichprobenkontrollen die Einhaltung dieser Vorschrift zu überprüfen. Das Gesetz ist ein wichtiger Schritt, um die EU-Energieeffizienzrichtlinie (Art. 8 Abs. 4 EED) umzusetzen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

16.	Programm zur Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien	Der Kreis der Förderberechtigten wurde auf Großunternehmen mit mehr als 500 Beschäftigten erweitert. Das Programm ist im Mai 2016 gestartet. In den vergangenen drei Jahren wurden ca. 35.000 kleine und mittelständische Unternehmen bei Investitionen in energieeffiziente Querschnittstechnologien mit Fördermitteln in Höhe von rund 189 Millionen Euro unterstützt.
17.	Offensive Abwärmevermeidung	Das Programm ist im Mai 2016 gestartet. BAFA-Programm "Energieberatung Mittelstand": Fortführung und Ausweitung ab Januar 2015: Beratung auch zur Abwärmenutzung, bis zu 80 Prozent der Kosten sind förderfähig. Im Mai 2016 ist ein neues Programm zur Förderung der Abwärmenutzung und -vermeidung in gewerblichen Unternehmen in Kraft getreten.
18.	Förderprogramm energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse	Gefördert werden Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung in gewerblichen und industriellen Produktionsprozessen. Mit knapp 60 geförderten Projekten und einem Investitionsvolumen von voraussichtlich 7 Millionen Euro werden bislang etwa 180.000 t CO_2 jährlich eingespart, das entspricht einer Einsparung an Primärenergie von 2,54 PJ pro Jahr.
19.	Wettbewerbliche Ausschreibung für Stromeffizienzmaßnahmen (STEP up!)	Das zum 1. Juni 2016 gestartete Programm STEP up! fördert technologie- und sektoroffen Stromeinsparungen im Rahmen wettbewerblicher Ausschreibungen.
20.	Förderung des Energieeinspar-Contractings	Seit Anfang 2015 Förderung der Beratung von Kommunen und KMU bei der Entwicklung und Ausschreibung von Energieeinspar-Contracting-Projekten. Von 26 eingegangenen Anträgen konnten 24 bewilligt werden, wobei 18 auf Orientierungsberatung, 5 auf Umsetzungsberatung und ein Antrag auf Ausschreibungsberatung entfallen.
21.	Ausfallbürgschaften Contracting	Die 2016 begonnene Maßnahme fördert den Abbau bestehender Hemmnisse für kleine und mittlere Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft sowie Freiberufler bei der Finanzierung von Einspar-Contracting-Projekten. Der Bürgschaftshöchstbetrag von 2 Millionen Euro kann mit Vorhaben ausgeschöpft werden, die gegenüber dem Status Quo eine Einsparung von mindestens 25 Prozent erreichen.
22.	Weiterentwicklung der Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz	Die ersten Zuwendungsbescheide wurden Ende 2015 erteilt, die Auftaktveranstaltung fand im April 2016 statt. Das Fördervolumen für diese Maßnahme beträgt insgesamt 2 Millionen Euro bis einschließlich 2018. Bisher wurden über 16.000 Betriebskontakte realisiert, 60 Modellbetriebe identifiziert und rund 300 Energiescouts ausgebildet.
23.	Weiterentwicklung der Energieberatung Mittelstand	Förderrichtlinie zum 1.1.2015 in Kraft getreten.
24.	Förderprogramm Energiemanagementsysteme	Von Juli 2013 bis Mai 2016 wurden insgesamt 610 Förderanträge eingereicht.
25.	Pilotprogramm Einsparzähler	siehe Kapitel 11
26.	Überprüfung Effizienzgebot im BImSchG	Die Bundesregierung prüft, inwieweit die sparsame und effiziente Nutzung von Energie im BImSchG als Betreiberpflicht weiter konkretisiert werden kann.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

27.	Initiative Energieeffizienz-Netzwerke	2014 bis 2020 sollen rund 500 Netzwerke mit 8 bis 15 Unternehmen entstehen. Diese freiwilligen Zusammenschlüsse sollen durch das Festlegen von Einsparzielen und Umsetzung entsprechender Maßnahmen die Energieeffizienz der beteiligten Unternehmen verbessern. Hierzu wurde im Dezember 2014 eine Vereinbarung mit 18 Verbänden und Organisationen der Wirtschaft unterschrieben. Inzwischen sind 3 weitere Verbände dem Aktionsbündnis beigetreten. Im Juni 2015 wurde ein Praxis-Leitfaden veröffentlicht. Die Geschäftsstelle der Initiative nahm im Januar 2016 ihre Arbeit auf. Das Monitoring zur Identifizierung der im Rahmen der Initiative umgesetzten Maßnahmen und erzielten Einsparungen wird erstmalig im Jahr 2017 durchgeführt.
28.	Novelle der EU-Energie-Label-Richtlinie	Um die Wirksamkeit der EU-Energieeffizienzkennzeichnung – auch als EU-Energie-Label bekannt – auch in Zukunft zu gewährleisten, wird die EU-Energie-Label-Richtlinie überarbeitet. Die Kommission hat im Juli 2015 einen entsprechenden Verordnungsentwurf vorgelegt. Es ist geplant, die Trilog-Verhandlungen zwischen Europäischem Rat und Parlament dazu bis Ende 2016 abzuschließen. Zur Vorbereitung der deutschen Position sowie zur Begleitung der laufenden Verhandlungen wurden im Rahmen eines Dialog-Prozesses regelmäßig Workshops mit den relevanten Stakeholdern durchgeführt.
29.	Unterstützung der Marktüberwachung	Mit dem Projekt soll die Wirksamkeit des bekannten EU-Labels verbessert werden, indem Prüfmethoden weiterentwickelt und durch eine Erhöhung der Anzahl der durchgeführten Produktprüfungen die Betrugsmöglichkeiten weiter verringert werden.
30.	Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI)	Maßnahmenbündel zur Beschleunigung der Marktdurchdringung qualitativ hochwertiger Dienstleistungen und Produkte, die zur Senkung des Energieverbrauchs beitragen. Mit der NTRI soll die Motivation für Stromeffizienz und Energieeffizienz produktorientiert und sektorübergreifend gestärkt und ausgeweitet werden. Start der Maßnahme am 1. Januar 2016.
31.	Förderung von Energieeffizienzmanagern zur Hebung von Potenzialen z.B. in Gewerbegebieten	Integration in das KfW-Programm „Energetische Stadtsanierung“, im Herbst 2015 in Kraft getreten.
32.	Exportinitiative Energieeffizienz	Die Initiative des BMWi unterstützt deutsche Technologie- und Lösungsanbieter im Kontext Energieeffizienz bei der Erschließung von Auslandsmärkten. Das Angebot umfasst die Bereitstellung von Marktinformationen, die Vermittlung von Kontakten zur Geschäftsanbahnung sowie Maßnahmen zur Marketing-Unterstützung im Ausland.
33.	Plattform Energieeffizienz	Die Plattform Energieeffizienz hat im Jahr 2015 in ihren Arbeitsgruppen „Innovative Finanzierungsinstrumente“, „Rechtsrahmen/EDL“, „Beratung und Information“, „Wettbewerbliche Ausschreibungen“ und „Systemfragen“ gearbeitet.
34.	Entwicklung von Kennzahlen und Benchmarks im gewerblichen Bereich und für Haushalte	Es werden FuE-Vorhaben zur Entwicklung von Vergleichskennzahlen, Standards und Benchmarks im Bereich Haushalte, GHD, Industrie gefördert. Datenerhebung und FuE-Bekanntmachung sind für 2016 geplant.
35.	Entwicklung des IKT-bedingten Strombedarfs in Deutschland	Eine 2015 durchgeführte Studie hat für die verschiedenen Teilbereiche sowohl die Verbrauchsentwicklung prognostiziert als auch Einsparpotenziale aufgezeigt. Auf dieser Basis werden in einem Stakeholderprozess Maßnahmen entwickelt, mit denen die identifizierten Potenziale erschlossen werden können.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

36.	BMEL-Bundesprogramm zur Steigerung der Energieeffizienz in Landwirtschaft	Durch die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung zugelassene Berater sollen einzelbetriebliche Energieeinsparkonzepte erarbeiten. Start ist für 2016 geplant.
37.	Wiederaufnahme des Bundesprogramms zur Förderung der Energieeffizienz in der Landwirtschaft und im Gartenbau	Programm der Jahre 2009 bis 2012 wird 2016 bis 2018 neu aufgelegt, um KMUs bei Modernisierung sowie Neubau von Niedrigenergiegebäuden für die pflanzliche Erzeugung zu unterstützen.
38.	DEHOGA-Energiekampagne	Erfolgreiche Energie- und Klimaschutzkampagne des DEHOGA Bundesverbandes mit zahlreichen konkreten Tipps zum Energiesparen, Tools zur Investitions- und Wirtschaftlichkeitsbewertung, Energiesparblättern, enger Zusammenarbeit mit qualifizierten Energieberatern, Energetischen und Hotel-Energieeffizienznetzwerken sowie der Teilnahme an einem Umweltcheck für das Hotel- und Gastgewerbe. Darüber hinaus ein „virtuelles“ Hotel als 3D-Animation, das interaktiv Informationen rund um moderne Haustechnik und entsprechendes Nutzerverhalten gibt, sowie in enger Zusammenarbeit mit bestehenden Regionalinitiativen eine elektronische Handelsplattform für regionale Produkte.
39.	Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht’s effizient“.	Erfolgreicher Start im Mai 2016, Webseite www.machts-effizient.de
	Kapitel 5: Gebäude	
40.	Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG)	Die ESG ist das Strategiepapier für die Energiewende im Gebäudebereich, das neben den technischen und energetischen Aspekten auch erste Ansätze ökonomischer und gesellschaftspolitischer Belange des Gebäudebereichs im Blick hat. Gleichfalls übergreifend werden Aspekte wie die Interaktion mit anderen Sektoren, z.B. Strom - Wärme, berücksichtigt. Das Bundeskabinett hat die ESG im November 2015 beschlossen und 2016 wurden bereits erste Maßnahmen umgesetzt.
41.	Mietrecht	Die Bundesregierung prüft die Regelungen zur Mieterhöhung nach Modernisierung einschließlich der Härtefallklausel. Hierdurch sollen Mieter vor finanzieller Überforderung geschützt werden. Dabei ist aus klima- und energiepolitischer Sicht darauf zu achten, dass weiterhin Anreize zur Durchführung energetischer Modernisierungsmaßnahmen bestehen.
42.	Individueller Sanierungsfahrplan für Gebäude	Entwicklung standardisierter, gebäudeindividueller Sanierungsfahrpläne für Wohngebäude, mit denen Gebäudeeigentümer in die Lage versetzt werden, technisch und wirtschaftlich optimale Lösungen zur schrittweisen Sanierung ihrer Gebäude zu realisieren. Dazu wurde eine wissenschaftliche Begleitforschung ausgeschrieben. Die Erarbeitung der Methodik, des Designkonzepts und der Arbeitsanleitung für die Energieberater ist abgeschlossen und wird in die Energieberatersoftware eingepflegt. Eine Druckanwendung wird derzeit erarbeitet. Nach Feldtests der softwaregestützten Umsetzungsmodule Ende 2016 ist das Instrument ab Anfang 2017 einsetzbar und wird in Vor-Ort-Beratung implementiert.
43.	Förderinitiative EnEff.Gebäude.2050 – Innovative Vorhaben für den nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050	Ziel ist der Transfer von Forschungsergebnissen in den Bereichen Gebäudehülle, Gebäudetechnik sowie Einsatz erneuerbarer Energien hin zu einer breitenwirksamen Anwendung.
44.	Richtlinie über die Förderung der Energieberatung in Wohngebäuden	Novellierung der BAFA-Vor-Ort-Beratung für eine Verbesserung der Förderkonditionen, Einbeziehung der

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

	Vorort- – Vor-Ort-Beratung –	Wohnungseigentümergemeinschaft sowie zukünftig Beachtung der zu entwickelnden Sanierungsfahrpläne. In Kraft getreten zum 1. März 2015. Eine Evaluierung ist für 2017 geplant.
45.	Energieberatung für Kommunen und gemeinnützige Organisationen	Ziel ist die Energieberatung für die energetische Sanierung oder Errichtung von Nichtwohngebäuden von Kommunen und gemeinnützigen Organisationen. Dabei dient die Energieberatung als wichtiger Beitrag zur Erhöhung der Investitionsbereitschaft und Akzeptanz von Sanierungsmaßnahmen bei Gebäuden kommunaler und gemeinnütziger Einrichtungen. Start der Maßnahme am 1. Januar 2016 beim BAFA, seitdem wurden insgesamt rund 300 Anträge eingereicht.
46.	Anreizprogramm Energieeffizienz (Alternative zu einer. steuerlichen Förderung energetischer Sanierungen)	Das Programm ist im Januar 2016 gestartet und in die bewährte Programmstruktur des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms und des MAP integriert worden: 1) Jährliches Programmvolumen von 165 Millionen Euro bis einschließlich 2018. 2) Alternative zur nicht umgesetzten steuerlichen Förderung der energetischen Gebäudesanierung. 3) Zuschussförderung für die neue Heizungstechnologie Brennstoffzelle. 4) Zuschussförderung für den Einbau von Lüftungsanlagen in Kombination mit Maßnahmen an der Gebäudehülle u. a. zur Vermeidung von Schimmelpilzbefall: Lüftungspaket. 5) Zuschussförderung für besonders effiziente Heizungen: Heizungspaket. ·Die Zuschuss-Programme sind im Januar (Heiz- und Lüftungspaket) bzw. im August (Brennstoffzelle) 2016 gestartet.
47.	Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich	siehe Kapitel 4
48.	Weiterentwicklung des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms – KfW-Förderung	siehe Kapitel 4
49.	Marktanreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP)	siehe Kapitel 3 und Kapitel 11
50.	Energieberatung für Kommunen und Unterstützung kommunaler Energieeffizienz-Netzwerke	Die Richtlinie „Energieeffizienz-Netzwerke und Energieberatung für Kommunen und gemeinnützige Organisationen“ ist im Januar 2016 beim Bundesamt für Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle gestartet.
51.	Standardsetzung inkl. Entwicklung von Systemkomponenten für Bau- und Anlagentechnik	Gutachten zur Standardisierung von bau- und anlagentechnischen Systemen. Gutachten wurde 2016 abgeschlossen, die Ergebnisse fließen in die Entwicklung von Maßnahmen zur industriellen Sanierung ein.
52.	Förderinitiative „Solares Bauen / Energieeffiziente Stadt“	Im Rahmen der gemeinsamen Initiative von BMWi und BMBF zu neuen Technologien und Konzepten für mehr Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien, stehen zur Projektförderung ab 2017 bis zu 150 Millionen Euro zur Verfügung, um die Energiewende in Gebäuden und Städten voranzubringen.
53.	Energiewende Plattform Gebäude	Die Energiewende Plattform Gebäude wurde 2014 gegründet. Sie ist die kontinuierliche Dialogplattform für die Energiewende im Gebäudebereich. Im Plenum und in den Arbeitsgruppen werden mit den Akteuren aus Immobilienwirtschaft, Gewerbe, Industrie sowie der Verbraucherseite und der öffentlichen Hand vor dem Hintergrund der ambitionierten Zielsetzungen im Gebäudebereich die Potentiale, Herausforderungen und Maßnahmen diskutiert.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Verison ersetzt.

	Kapitel 6: Verkehr	
54.	Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) 2013	Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) wird als wichtiges Umsetzungsinstrument für die Energiewende im Verkehr fortgeführt. Ein Baustein ist das vom BMVI geplante dichte Netz von Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge auf den bewirtschafteten Rastanlagen auf Bundesautobahnen (rund 430). Die Ausstattung der rund 400 durch die Autobahn Tank & Rast GmbH bewirtschafteten Rastanlagen mit Schnellladesäulen läuft. Mit den übrigen Konzessionären sind die Gespräche eingeleitet. Im Rahmen der Weiterentwicklung der MKS werden auch Pilotprojekte und Markthochlaufprogramme initiiert, um zu demonstrieren, was technisch möglich ist.
55.	Neues Verfahren zur Typgenehmigung und Marktüberwachung von Kraftfahrzeugen	Ziel ist, durch einen neuen Rahmen für die Typgenehmigung unabhängige Prüfungen, Marktüberwachung und Durchsetzung der Vorschriften in Europa zu stärken.Eine EU-Verordnung zur Harmonisierung und Verschärfung der Genehmigung und Marktüberwachung von Kraftfahrzeugen, Kraftfahrzeuganhängern sowie sonstigen Fahrzeugbestandteilen ist angestrebt.
56.	Neues Weltweites Prüfverfahren „World Harmonised Light Vehicle Test Procedure" (WLTP)	Ziel ist, repräsentativere und reproduzierbarere Werte der CO2-Emissionen und des Kraftstoffverbrauchs zur Verfügung stellen, damit Kraftstoffverbräuche der Fahrzeuge im Test wieder stärker mit den Werten korrelieren, die Fahrzeugnutzer im Straßenverkehr feststellen. Auf der Grundlage dieses neuen Verfahrens werden die Abgas- und Verbrauchsnormen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge für die Zeit nach 2020 festgelegt, wobei den strengeren Anforderungen dieses Verfahrens Rechnung getragen werden muss. Der neue Testzyklus wird sich nach Änderung der entsprechenden EU-Richtlinie auch in der Pkw-Energieverbrauchskennzeichnung (dem Pkw-Label) wiederfinden.
57.	Reform der EU-Verordnungen zur Verringerung der CO2-Emissionen bei neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen	Ziel ist die Festlegung von CO_2-Flottenzielwert für die Zeit nach 2020. Die Novellierung der EU-Verordnung für CO_2-Emissionen bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen wird im ersten Quartal 2017 erwartet.
58.	Strategie automatisierten und vernetztes Fahren – Leitanbieter bleiben, Leitmarkt werden, Regelbetrieb einleiten (Strategie AVF)	Mit der Strategie AVF hat die Bundesregierung Leitlinien verabschiedet, um die Wachstums- und Wohlstandschancen der Mobilität der Zukunft zu nutzen. Die Mobilität der Zukunft ist sicher, effizient und sauber. Gegenstand der Umsetzung sind die in der Strategie identifizierten Aktivitäten in den Handlungsfeldern Infrastruktur, Recht, Innovation, Vernetzung sowie Cyber-Sicherheit und Datenschutz. Darüber hinaus ist das Thema gesellschaftlicher Dialog ein Handlungsfeld bei der Umsetzung der Strategie. Mit der schrittweisen Optimierung des Verkehrsflusses und der wachsenden Marktdurchdringungen der AVF-Technologien wird nicht nur die Verkehrssicherheit zunehmen, es werden auch mobilitätsbedingte Emissionen reduziert.
59.	PKW-Label	Ziel ist die Verringerung von Kraftstoffverbrauch und Emissionen von PKWs. Seit 2011 werden Neuwagen mit dem Pkw-Label gekennzeichnet, das die Effizienzklasse anzeigt. Es zeigt an, in welche Effizienzklasse ein Auto fällt – grün steht für effizient. Zudem informiert es übersichtlich zu Kraftstoffverbrauch, -kosten und CO_2-Ausstoß.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Verison ersetzt.

60.	Förderprogramme für energieeffiziente Nutzfahrzeuge	Die Markteinführung und -durchdringung von energieeffizienten und/oder CO2-armen Nutzfahrzeugen soll durch ein befristetes Förderprogramm unterstützt werden. Nach dem Entwurf der Förderrichtlinie soll die Anschaffung von Lkw und Sattelzugmaschinen mit Erdgas- (Compressed Natural Gas – CNG), Flüssigerdgas- (Liquified Natural Gas – LNG), Hybrid-, PlugIn-Hybrid- oder Elektroantrieb gefördert werden, die für den Güterkraftverkehr bestimmt sind und deren zulässiges Gesamtgewicht mindestens 7,5 t beträgt. Geplant ist, 2017 das Programm mit einer Mittelausstattung von 10 Millionen Euro zu beginnen. Es soll voraussichtlich eine Laufzeit von 3 bis 4 Jahren haben.
61.	Marktanreizpaket Elektromobilität	Ziel ist es, den Ausbau der Elektromobilität und der Ladeinfrastruktur zu beschleunigen. Es wird eine Kaufprämie für Neufahrzeuge in Höhe von 4000 (reine Elektrofahrzeuge) und für Plug In-Hybride in Höhe von 3000 Euro gezahlt, die jeweils zur Hälfte durch den Bund und die Industrie finanziert wird. Die Förderung durch den Bund erfolgt bis zur vollständigen Auszahlung der hierfür vorgesehenen Bundesmittel in Höhe von 600 Millionen Euro, längstens bis 2019. Zur Verbesserung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge stellt der Bund 300 Millionen Euro zur Verfügung für die Periode von 2017 - 2020. Beschlossen im Mai 2016. Autokäufer können ihre Anträge seit dem 2. Juli beim Bundesamt Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) stellen. Anträge im September 2016: rund 3000. Um die Versorgung von Elektrofahrzeugen auch für längere Fahrten zu ermöglichen, werden seit Herbst 2016 die rund 430 bewirtschafteten Rastanlagen auf den Bundesautobahnen mit Schnellladesäulen ausgestattet.
62.	Elektromobilitätsgesetz 2015	Durch das Gesetz und die darauf basierenden Neuregelungen – 50. Verordnung zur Änderung straßenverkehrsrechtlicher Vorschriften und die diese begleitenden Verwaltungsvorschriften (VwV-StVO) – erhalten Städte und Gemeinden die rechtlichen Möglichkeiten für die Privilegierung von Elektrofahrzeugen. Anreizmaßnahmen vor Ort können die Bereitstellung von kostenlosen Parkplätzen sein oder Elektrofahrzeuge von Zufahrtbeschränkungen auszunehmen. Ebenso besteht die Möglichkeit zur Öffnung von Bus- oder Sonderspuren. Durch eine Ausnahme im Führerscheinrecht für elektrisch betriebene Fahrzeuge in der Klasse N2 können Batteriefahrzeuge bis zu einem Gesamtgewicht bis maximal 4,25 t mit einer Fahrerlaubnis der Klasse B (Pkw-Führerschein) geführt werden.
63.	Regierungsprogramm zur Elektromobilität 2011	Ziel ist es, den Markthochlauf von elektrisch betriebenen Fahrzeugen zu unterstützen. Aus diesem Programm sind bereits viele Maßnahmen realisiert worden.
64.	Beschaffungsinitiative Elektromobilität	Der Anteil der insgesamt neu beschafften bzw. gemieteten Fahrzeuge mit einem Emissionswert unter 50 g (alternativ: elektrische Mindestreichweite von 40 km) soll über die bereits vereinbarten 10 Prozent hinaus auf künftig mindestens 20 % erhöht werden.
65.	Steuerliche Regelung für die private Nutzung der Elektromobilität	Das Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr vom 7. November 2016 wurde am 16. November 2016 im Bundesgesetzblatt verkündet und ist am 17. November 2016 in Kraft getreten. Im Einkommensteuergesetz werden vom Arbeitgeber gewährte Vorteile für das elektrische Aufladen eines

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

		Elektrofahrzeugs oder Hybridelektrofahrzeugs im Betrieb des Arbeitgebers oder eines verbundenen Unternehmens und für die zeitweise zur privaten Nutzung überlassene betriebliche Ladevorrichtung steuerbefreit (§ 3 Nummer 46 EStG). Der Arbeitgeber hat auch die Möglichkeit, die Lohnsteuer für geldwerte Vorteile aus der unentgeltlichen oder verbilligten Übereignung einer Ladevorrichtung sowie für Zuschüsse zu den Aufwendungen des Arbeitnehmers für den Erwerb und für die Nutzung einer Ladevorrichtung pauschal mit 25 Prozent zu erheben (§ 40 Absatz 2 Satz 1 Nummer 6 EStG). Die Neuregelungen gelten ab dem 1. Januar 2017 bis zum 31. Dezember 2020.
66.	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie	Das Programm soll im Rahmen eines Anschlussprogrammes von 2016 bis 2026 fortgesetzt werden. Im Nachtragshaushalt 2015 sind hierfür Mittel in Höhe von 161 Millionen Euro (2016: 25 Millionen Euro, 2017: 50 Millionen Euro, 2018: 86 Millionen Euro) bereitgestellt worden.
67.	Förderprogramm „Erneuerbar mobil“ – Feldversuch mit Oberleitungs-Lkw	Ausgehend von bereits geförderter Fahrzeugentwicklung und Teststrecke bereitet die Bundesregierung Feldversuch unter realen Bedingungen vor. BMUB hat im Rahmen der Förderbekanntmachung vom 23.10.2015 zur Einreichung von Projektskizzen für den im NAPE und APKS 2020 angekündigten Feldversuch aufgefordert. Es wurden drei Projektskizzen eingereicht, von denen zwei für eine Förderung in Betracht kommen.
68.	Förderrichtlinie Elektromobilität:	Ziel ist die Förderung von anwendungsorientierten F+E Maßnahmen sowie der Beschaffung von Elektrofahrzeugen (Antriebe, Optimierung der Wertschöpfungskette, Informations- u. Kommunikations-technologien) über alle Verkehrsträger.
69.	Kraftfahrzeugsteuer	Mit dem Zweiten Verkehrssteueränderungsgesetz vom Juni 2015 wurde die Kraftfahrzeugsteuerbefreiung für reine Elektro-Pkw mit erstmaliger Zulassung bis 31. Dezember 2015 von fünf auf zehn Jahre verlängert und auf reine Elektrofahrzeuge aller Fahrzeugklassen erweitert. Eine Steuerbefreiung für fünf Jahre galt bei erstmaliger Zulassung solcher Fahrzeuge in der Zeit vom 1. Januar 2016 bis 31. Dezember 2020. Mit dem Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr vom November 2016 wurde dieser Befreiungszeitraum auf 10 Jahre verlängert. Auf reinen Elektroantrieb umgerüstete Kfz werden ebenfalls begünstigt, siehe Nr. 65.
70.	Runder Tisch Erdgasmobilität	Es fanden zwei Sitzungen des Runden Tisches, begleitet von acht Arbeitsgruppensitzungen statt. Unter anderem wurden acht großflächige Fokusregionen in Deutschland identifiziert, in denen mit den erarbeiteten Maßnahmebündeln vonseiten des Fahrzeugangebots sowie der Abnehmer und Nutzer von Mobilität die Erdgasmobilität konzentriert voran gebracht werden soll. Es folgen weitere drei Arbeitsgruppensitzungen im Dezember 2016. Die geplante Schlusssitzung ist für Januar 2017 vorgesehen.
71.	Taskforce „LNG in schweren Nutzfahrzeugen“	Die Taskforce „LNG für schwere Nutzfahrzeuge“ wurde auf Initiative des BMVI im November 2015 gegründet. Ziel ist die Beschleunigung der Markteinführung von LNG im schweren Güterverkehr. Die Plattform dient der gemeinsamen Koordination von nachfrageseitigen und angebotsseitigen Akteuren, damit das sogenannte Henne-Ei-Problem einer ausreichenden Nachfrage nach LNG und eines entsprechenden Angebots an Tankstellen gelöst werden kann.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

72.	Ladesäulenverordnung I und II	Ziel sind einheitliche Standards für die Ladeinfrastruktur von Elektroautos. I: Beschluss vom Oktober 2015 beinhaltet Ladesteckerstandards und Mindestanforderungen zum Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile. II: Authentifizierung und Bezahlung an den Ladesäulen sollen vereinheitlicht werden.
73.	EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe 2014	Ziel der EU-Richtlinie ist der europaweite Aufbau einer angemessenen interoperablen Tank- und Ladeinfrastruktur für die unterschiedlichen alternativen Kraftstoffe. Bis 18. November 2016 haben die Mitgliedstaaten sogenannte nationale Strategierahmen einzureichen, die die Ausgangssituation beschreiben, Ziele zum Infrastrukturhochlauf definieren und diese mit Maßnahmen untersetzen. Bis zum 18. November 2017 legt die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht über die Bewertung der nationalen Strategierahmen und ihrer Kohärenz auf Unionsebene vor. Jeder Mitgliedstaat legt der Kommission bis zum 18. November 2019 und danach alle drei Jahre einen Bericht über die Umsetzung seines nationalen Strategierahmens vor.
74.	Förderrichtlinie "Ladeinfrastruktur Elektrofahrzeuge in Deutschland“	Ziel ist der Aufbau einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur mit bundesweit 15.000 Ladesäulen. Für das Förderprogramm mit der Laufzeit 2017 bis 2020 werden insgesamt 300 Millionen Euro bereitgestellt.
75.	Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur (Projekt H2-Mobilität)	Ziel ist der Aufbau von 400 Wasserstofftankstelen bis zum Jahr 2025 in Deutschland (gem. dem nationalen Strategierahmen als Teil der Umsetzung der EU-Richtlinie über den Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID). Der Aufbau der ersten 100 Tankstellen erfolgt unabhängig vom Fahrzeughochlauf, der weitere Ausbau richtet sich nach dem Bestand an Fahrzeugen auf der Straße. Die ersten 50 Tankstellen werden von der Bundesregierung mitfinanziert.
76.	Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe	Der vom Bundeskabinett beschlossene Nationale Strategierahmen umfasst die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, die Infrastruktur für die Erdgasversorgung (komprimiertes und verflüssigtes Erdgas) und die Infrastruktur für die Wasserstoffversorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen. Er ist Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU. Der NSR setzt Ziele für die öffentlich zugängliche Tank- und Ladeinfrastruktur und untersetzt diese mit entsprechenden Maßnahmen, die (ggf. gemeinsam mit der Industrie) seitens der Bundesregierung zur Zielerreichung umzusetzen sind. Der NSR versteht sich als lernende Strategie, die im laufenden Prozess der Umsetzung der EU-Richtlinie regelmäßig überprüft und gegebenenfalls angepasst wird. Hierzu wird das BMVI ein kontinuierliches Monitoring-Verfahren installieren. Nach Ablauf von drei Jahren ist der EU-KOM gemäß EU-RL über den Stand des Infrastrukturaufbaus zu berichten. Im November 2016 hat die Bundesregierung den NSR an die EU-Kommission übermittelt.
77.	Förderung des Kombinierten Verkehrs (KV) durch Aus- und Neubau von Umschlaganlagen	Die Bundesregierung fördert den KV durch Baukostenzuschüsse für Umschlaganlagen. Dies geschieht für Anlagen der DB AG über das Bundesschienenwegeausbaugesetz und für private Anlagen über eine BMVI-Förderrichtlinie. Die KV-Förderung dient der Verlagerung von Gütertransporten in genormten Ladeeinheiten von der Straße auf die Schiene und die Bundeswasserstraße. Mit der Förderrichtlinie für private KV-Umschlaganlagen wird der Neu- und Ausbau von Anlagen mit bis zu 80 % der zuwendungsfähigen Kosten

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

		unterstützt. Auf Beschluss des Bundeskabinetts wurde 2015/2016 für die Förderung der privaten Anlagen eine Haushaltsanalyse, eine sogenannte Spending Review, durchgeführt. Dabei wurden Erleichterungen bei der Absicherung möglicher Rückzahlungsverpflichtungen an den Bund vereinbart. Das BMVI hat die Richtlinie aktualisiert und bei der EU-KOM zur Genehmigung eingereicht. Die neue Richtlinie soll (vorbehaltlich Genehmigung) ab dem 1.1.2017 gelten.
78.	Nationaler Radverkehrsplan 2020 (NRVP 2020)	Die Radverkehrsförderung ist ein gemeinsames Anliegen von Bund, Ländern und Kommunen. Bundesmittel für nicht-investive innovative Projekte 2016 beliefen sich auf 3,2 Millionen Euro. Darüber hinaus wurden Radwege im Zuge von Bundesfernstraßen mit 98 Millionen Euro gefördert. Für die Ertüchtigung von Betriebswegen an Bundeswasserstraßen wurden weitere 1,2 Millionen Euro bereitgestellt. Im Haushalt 2017 sind Beträge in gleicher Höhe eingestellt. Hinzu kommen jährlich rund 1,3 Milliarden Euro aus dem Bundeshaushalt unter anderem zur Verbesserung der Verkehrsverhältnisse der Gemeinden (sog. „Entflechtungsmittel“). Diese Mittel werden in der bisherigen Höhe bis 2019 weitergeführt und sind auch für die Radverkehrsinfrastruktur verwendbar.
79.	Initiative Digitale Vernetzung im Öffentlichen Personenverkehr	Die Initiative startete im Frühjahr des Jahres 2015. Kernelement ist ein Dialog- und Stakeholderprozess mit Vertretern der Länder, der Aufgabenträger, der Kommunen, der Verkehrsunternehmen und -verbünde, der Industrie sowie der Verbraucherverbände. Relevante Handlungs- und Entscheidungsträger haben gemeinsam eine Roadmap erarbeitet, die die Handlungserfordernisse, die notwendigen Schritte sowie Verantwortlichkeiten skizziert, und diese im Juni 2016 verabschiedet. Das BMVI beteiligt sich finanziell an der Umsetzung der Roadmap. Für die Jahre 2016 bis 2018 stehen insgesamt 16 Millionen Euro im Zukunftsinvestitionsprogramm zur Verfügung.
80.	Bundesverkehrswegeplan	Ziele: Erhalt und Ersatz vor Aus- und Neubau, Engpassbeseitigung auf Hauptachsen, Stärkung der umweltfreundlicheren Verkehrsträger. Inhalte/Stand: Der BVWP 2030 wurde im August 2016 im Kabinett beschlossen. Die vom Bundestag beschlossenen Ausbaugesetze sind die Grundlage für die Finanzierung und Realisierung der Projekte im Bereich Aus- und Neubau. Volumen: Insgesamt sind über 270 Milliarden Euro für Erhaltung und Ersatz sowie Aus- und Neubau bei den Verkehrsträgern Straße, Schiene und Wasserstraße vorgesehen.
81.	Förderung der Wasserstoffmobilität im Schienenverkehr im Rahmen des NIP	Im September 2016 wurde der weltweit erste wasserstoffbetriebene Zug vorgestellt. Von 2018 bis 2020 sollen in Niedersachsen 14 Wasserstoffzüge auf bisher nicht elektrifizierten Strecken zum Einsatz kommen und so Dieselloks ersetzen. Insgesamt sollen rund 50 Züge bis 2021 im Personenverkehr zum Einsatz kommen. Somit sollen Synergien mit der Entwicklung der Wasserstoffmobilität im Straßenverkehr, insbesondere bei Produktion, Transport und Bereitstellung des Kraftstoffes genutzt werden.
82.	Weiterentwicklung der LKW-Maut/ Anpassung der europäischen Wegekostenrichtlinie	Um den Güterverkehr klimafreundlicher auszugestalten, soll die LKW-Maut weiterentwickelt werden. Es wird angestrebt, die Lkw-Maut zukünftig entsprechend dem Energieverbrauch der Fahrzeuge aufkommensneutral zu staffeln. Hierfür ist zunächst eine Änderung der Richtlinie 1999/62/EG (Wegekostenrichtlinie) auf EU-Ebene erforderlich, welche den Rechtsrahmen für die Mauterhebung

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

		durch die Mitgliedstaaten festlegt. Die Richtlinie 1999/62/EG sieht derzeit eine Mautstaffelung nach Energieeffizienzklassen nicht vor.
83.	Stärkung des Schienengüterverkehrs	Der Schienenverkehr soll verstärkt ausgebaut werden. Hierfür werden zwischen 2016 und 2018 mit Mitteln des Zukunftsinvestitionsprogramms deutlich höhere Investitionen in den Infrastrukturausbau ermöglicht. Neben der Realisierung von Bedarfsplanvorhaben werden die kapazitätserhöhenden Maßnahmen des Sofortprogramms Seehafen-Hinterland-Verkehr II beginnend im Jahr 2015 bis 2020 umgesetzt. Für das Sofortprogramm Seehafen-Hinterland-Verkehr II wurde die Finanzierungsvereinbarung für eine erste Tranche abgeschlossen, Maßnahmen für eine zweite Tranche werden gegenwärtig geprüft. Für die Strecken-Elektrifizierungen werden derzeit die Finanzierungsmodalitäten verhandelt. Eine Stärkung des Schienengüterverkehrs erfolgt zusätzlich durch die Bundesförderung für private Umschlaganlagen des Kombinierten Verkehrs (vgl. Nr. 77) und für private Gleisanschlüsse. Die Richtlinie zum Neu- und Ausbau von privaten Gleisanschlüssen trägt dazu bei, Güterverkehre unabhängig vom Transport in genormten Ladeeinheiten von der Straße auf die Schiene zu verlagern sowie Emissionen zu reduzieren. Gemäß der Richtlinie werden Baukostenzuschüsse an private Wirtschaftsunternehmen in Höhe von bis zu 50 % der erstattungsfähigen Kosten gewährt. Die Bundesregierung hat die Richtlinie überarbeitet und bei der EU-KOM zur Genehmigung eingereicht. Die neue Richtlinie soll (vorbehaltlich Genehmigung) zum nächstmöglichen Zeitpunkt in Kraft treten.
84.	Stärkung des Verkehrsträgers Wasserstraße	Die Richtlinie über Zuwendungen für Binnenschifffahrtsunternehmen zur nachhaltigen Modernisierung von Binnenschiffen vom 21. Juli 2015 ersetzt die Förderrichtlinie für emissionsärmere Motoren. Die Förderrichtlinie des Bundes für private Umschlaganlagen des Kombinierten Verkehrs gilt auch für Anlagen zum Umschlag auf die Wasserstraße.
85.	Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe	Vergabe einer Vorstudie der Bundesregierung zu regionalen Wirtschaftskreisläufen wird vorbereitet. Die Studie soll eine vorbereitende Analyse als Grundlage zur Erstellung von Leitfäden für Kommunen erarbeiten.
86.	Stärkung des Öffentlichen Personennahverkehrs	Bund und Länder haben vereinbart, dass die Regionalisierungsmittel im Jahr 2016 auf 8,2 Milliarden Euro erhöht und in den Folgejahren jährlich mit einer Rate von 1,8 Prozent dynamisiert werden. Bund und Länder haben außerdem vereinbart, die Mittel des GVFG-Bundesprogramms ungekürzt über 2019 hinaus fortzuführen. Für den Wegfall der Entflechtungsmittel sollen die Länder eine entsprechende Kompensation im Rahmen von allgemeinen Zahlungen aus dem Umsatzsteueraufkommen erhalten.
87.	Stärkung des Rad – und Fußverkehrs	Weiterentwicklung der Radverkehrsinfrastruktur und Verknüpfung des Radverkehrssystems mit anderen Verkehrsträgern durch investive, nicht investive und kommunikative Maßnahmen. Verbesserung der Rahmenbedingungen. Aktueller Projektaufruf zum Nationalen Radverkehrsplan für das Förderjahr 2016 mit den Schwerpunkten Elektromobilität sowie Rad und Raum.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

	Kapitel 7: Treibhausgasemissionen	
88.	Aktionsprogramm Klimaschutz 2020	Im Dezember 2014 wurde durch die Bundesregierung das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 beschlossen. Mit diesem mehr als 100 Einzelmaßnahmen umfassenden Programm soll die zuvor identifizierte Klimaschutzlücke geschlossen werden und das für das Jahr 2020 gesetzte Klimaziel, die Treibhausgasemissionen in Deutschland gegenüber dem Jahr 1990 um mindestens 40 Prozent zu mindern, erreicht werden.
89.	Klimaschutzplan 2050	Die Bundesregierung hat im November 2016 den Klimaschutzplan 2050 beschlossen. Er beschreibt Grundlinien und gibt inhaltliche Orientierung für den Prozess zum Erreichen der globalen Ziele des Übereinkommens von Paris. Er enthält erstmals Zielkorridore für Emissionsminderungen der einzelnen Sektoren bis 2030, die noch einer umfassenden Folgenabschätzung unterzogen werden und anschließend mit den Sozialpartnern diskutiert und gegebenenfalls im Jahr 2018 angepasst werden können.
90.	Kompetenzzentrum „Naturschutz und Energiewende“	Das Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende hat am 1. Juli 2016 seine Tätigkeit mit Sitz in Berlin aufgenommen.
	Kapitel 8: Kraftwerke und Versorgungssicherheit	
91.	Strommarkt-Gesetz	Das Strommarktgesetz wurde im November 2015 vom Kabinett beschlossen. Das Gesetzgebungsverfahren wurde im Juli 2016 abgeschlossen. Ziel ist die Weiterentwicklung des Strommarktes zum Strommarkt 2.0, insbesondere 1) Stärkung bestehender Marktmechanismen, 2) Reduzierung der Eintrittsbarrieren für Anbieter von Lastmanagement-Maßnahmen 3) Effizientere Netzplanung, 4) Erweiterung des Monitorings der Versorgungssicherheit, 5) Erhöhung der Transparenz im Strommarkt, 6) Einführung einer Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes und 7) Einrichtung einer Sicherheitsbereitschaft.
92.	Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (Dezember 2015)	Gezielte Unterstützung von besonders CO2-armer Erzeugung durch Gas-KWK und Flexibilisierung der KWK-Anlagen, im Oktober 2016 Genehmigung der neuen KWK-Förderung durch die Europäische Kommission. Verdopplung des Fördervolumens auf 1,5 Milliarden Euro pro Jahr.
93.	Gesetzentwurf zur Neuordnung der Verantwortung der kerntechnischen Entsorgung	Ziel ist die Sicherstellung der Finanzierung von Stilllegung und Rückbau der Kernkraftwerke sowie Entsorgung der radioaktiven Abfälle. Die Reaktorbetreiber bleiben für Durchführung und rückstellungsgesicherte Finanzierung der Stilllegung und des Rückbaus verantwortlich. Für Zwischen- und Endlagerung wird in Zukunft allein der Staat mit Hilfe eines unternehmensfinanzierten Fonds verantwortlich sein. Hierfür übertragen die Betreiber von Kernkraftwerken 17,389 Milliarden Euro an einen öffentlich-rechtlichen Fonds. Gegen Zahlung eines Risikozuschlags in Höhe von 35,47 Prozent können sie zudem die Nachhaftung für Kosten- und Zinsrisiken vollständig an den Staat übertragen.
94.	Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe (Endlagerkommission)	Die Kommission hat am 5. Juli 2016 ihren Abschlussbericht vorgelegt. Sie spricht sich für ein gestuftes, transparentes, ergebnisoffenes und wissenschaftsbasiertes Verfahren zur Endlagersuche aus und legt Auswahlkriterien für die Suche nach einem bestmöglichen Endlagerstandort vor.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

95.	Einrichtung eines Marktstammdatenregisters	Das Marktstammdatenregister wird ab 2017 die Stammdaten aller Anlagen der leitungsgebundenen Energieversorgung im Strom- und Gasmarkt in Deutschland sowie von Marktakteuren in Form einer einheitlichen online-basierten Datenbank zusammenführen.
96.	Europäisches Monitoring der Versorgungssicherheit	Das Monitoring der Versorgungssicherheit soll verbessert und länderübergreifend betrachtet werden. Außerdem sollen die Regulierer neben konventionellen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten zukünftig auch Flexibilitätsoptionen, z.B. das Lastmanagement, berücksichtigen. Der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie angestoßene Prozess baut auf den Arbeiten des regionalen „Pentalateralen Energieforums“ auf. Studie „Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern“ veröffentlicht. Sie enthält Vorschläge zu einem länderübergreifenden Monitoring und der Bewertung. Erklärung des Pentalateralen Forums (Deutschland, Österreich, die Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Schweiz) zur grenzüberschreitenden Zusammenarbeit in Versorgungssicherheitsfragen und zum Monitoring im Juni 2015 verabschiedet.
97.	Plattform Strommarkt	Die Plattform Strommarkt bietet ein Forum, um mit den relevanten Akteuren aktuelle Fragen zur Weiterentwicklung des Strommarkts 2.0 zu diskutieren. Seit Juli 2014 hat das Plenum der Plattform mehrfach getagt, zuletzt gemeinsam mit der Plattform Energienetze am 20. September 2016.
98.	Förderprogramm PV-Batteriespeicher	Ziel ist es, die Systemdienlichkeit zu stärken und Kostenreduktionen bei den Speichertechnologien stärker abzubilden. Gefördert werden Investitionen in Batteriespeicher, die in Verbindung mit einer Photovoltaik-Anlage installiert und an das elektrische Netz angeschlossen werden. Die Fördersumme beträgt 30 Millionen Euro für 2016 bis 2018
	Kapitel 9: Bezahlbahre Energie und faire Wettbewerbsbedingungen	
99.	EEG 2017	siehe Kapitel 3
100	Verordnung zur transparenten Ausweisung staatlich gesetzter/regulierter Preisbestandteile in der Strom- und Gasgrundversorgung	Durch die Verordnung hat die Bundesregierung die Transparenz für Verbraucher gestärkt und so den Vergleich der Tarife erleichtert.
101	NAPE	siehe Kapitel 4
102	Informationskampagne „Deutschland macht’s effizient“	siehe Kapitel 4
103	Besondere Ausgleichsregelung im EEG	Ziel ist es, zu verhindern, dass stromkostenintensive, im internationalen Wettbewerb stehende Unternehmen sowie Schienenbahnen aufgrund der durch die EEG-Umlage erhöhten Stromkosten benachteiligt werden und dadurch Arbeitsplätze verloren gehen. Im Jahr 2015 waren 2.111 Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit einem Stromverbrauch von 95 TWh durch die Besondere Ausgleichsregelung privilegiert. Das Entlastungsvolumen betrug einschließlich Schienenbahnen 4,8 Milliarden Euro.
104	Ermäßigungen bei der KWKG-Umlage	Ziel ist es, zu verhindern, dass deutsche Unternehmen durch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland gegenüber internationalen Wettbewerbern benachteiligt werden und dadurch Arbeitsplätze verloren gehen. Bestimmte, besonders stromkostenintensive Unternehmen sowie Schienenbahnen zahlen eine ermäßigte KWKG-Umlage. Im Jahr 2015 wurde gemäß Prognosedaten der Übertragungsnetzbetreiber für 206 TWh eine

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

		reduzierte KWKG-Umlage entrichtet, da der jeweilige Letztverbraucher über eine GWh Strom bezogen hat. Zusätzlich wurde für weitere 87 TWh die KWK-Umlage begrenzt, da sie stromintensiven Unternehmen zugeordnet werden konnten. Das Entlastungsvolumen betrug 493 Millionen Euro. Mit Wirkung ab 2016 wird dieses System umgestellt und die Bestimmungen im EEG zur Besonderen Ausgleichsregelung auch auf das KWKG übertragen.
105	Strompreiskompensation	Ziel ist die Verhinderung von Produktionsverlagerungen ins Ausland. Seit der dritten Handelsperiode können bestimmte Unternehmen eine Kompensation für die durch das EU-ETS entstehenden Kosten beantragen. Für das Jahr 2015 wurde für 928 Industrieanlagen ein positiver Beihilfebescheid ausgestellt, wodurch Beihilfen in Höhe von 186 Millionen Euro ausgezahlt wurden.
106	Entlastungen im Energie – und Stromsteuergesetz	Ziel ist es zu verhindern, dass deutsche Unternehmen durch zu hohe Energiekosten gegenüber internationalen Wettbewerbern benachteiligt werden und somit Arbeitsplätze verloren gehen. Darüber hinaus werden unter bestimmten Voraussetzungen Steuerentlastungen für besonders umweltfreundliche Verwendungszwecke gewährt. Bei der Energiesteuer beliefen sich die Entlastungen im Jahr 2015 auf 925 Millionen Euro, bei der Stromsteuer waren es 3,57 Milliarden Euro.
107	CO_2-Zertifikatspreis und teilweise freie Zuteilung im EU-ETS	siehe Kapitel 12
	Kapitel 10: Netzinfrastruktur	
108	Novelle Anreizregulierungsverordnung	Ziel ist die Verbesserung der Investitionsbedingungen bei Verteilernetzen und die Stärkung von Effizienzanreizen. Gleichzeitig sollen die Kosten für die Verbraucher möglichst gering gehalten und die Transparenz erhöht werden. Für eine jeweils fünfjährige Regulierungsperiode werden den Verteilernetzbetreibern Erlösobergrenzen gesetzt. Neue Veröffentlichungspflichten machen die Entscheidungen der Regulierungsbehörden sowie die Kosten und Erlöse der Netzbetreiber nachvollziehbar.
109	Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus	Ziel ist die Steigerung der Akzeptanz für den Netzausbau und dadurch die Beschleunigung des Netzausbaus.
110	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende	siehe Kapitel 11
111	Weiterentwicklung des Monitorings zu deutschen Netzausbauvorhaben	Das vierteljährliche Monitoring der Bundesnetzagentur wurde zum 1. Quartal 2016 weiterentwickelt und beinhaltet für die Vorhaben nach EnLAG, BBPLG und auf See jeweils einen zusammenfassenden Bericht.
112	Weiterentwicklung der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)	Ziel ist die Gewährleistung der Netzstabilität und somit der Versorgungssicherheit durch Beschaffung und Nutzung abschaltbarer Lasten. Die Neufassung der Verordnung ist am 1. Oktober 2016 in Kraft getreten. Die Vereinbarkeit mit den europäischen Beihilferegeln wurde von der Europäischen Kommission bestätigt. Im Jahr 2015 standen durchschnittlich 944 MW Abschaltleistung zur Verfügung, davon waren 398 MW sofort abschaltbare Lasten.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

113	Plattform Energienetze	Mit dem weiter wachsenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wachsen auch die Anforderungen an die Netzinfrastruktur. Für leistungsfähige und intelligente Netze in Deutschland und Europa müssen deshalb die Stromnetze ausgebaut und modernisiert werden. Vor diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Februar 2011 die ständige Plattform Energienetze ins Leben gerufen. Hier erarbeiten kontinuierlich die wesentlichen Interessenvertreter – Netzbetreiber, Bundes- und Länderinstitutionen sowie Verbände – gemeinsam Lösungsvorschläge zum Netzausbau und zur Modernisierung der Stromnetze.
114	Initiative „Bürgerdialog Stromnetz“	Die durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie seit 2015 geförderte Initiative „Bürgerdialog Stromnetz“ führt vor Ort vielfältige Veranstaltungen durch und informiert online über ihre Angebote und Beteiligungsformate. Sie ist deutschlandweit mit zehn Bürgerbüros präsent.
	Kapitel 11: Integrierte Entwicklung des Energiesystems	
115	Impulspapier „Strom 2030“ des BMWi	Mit seinem Impulspapier diskutiert das BMWi zwölf langfristige Trends für eine kostengünstige, sichere und klimafreundliche Versorgung mit Strom. Mit der Veröffentlichung des Impulspapiers hat BMWi einen öffentlichen Konsultationsprozess eingeleitet. Das Impulspapier wird außerdem im Rahmen der Plattformen Strommarkt und Energienetze des BMWi mit den relevanten Akteuren diskutiert.
116	Kaufprämie Elektromobilität / Umweltbonus	siehe Kapitel 6
117	Wärmepumpen-Förderung	Die Förderrichtlinie Marktanreizprogramm fördert neben anderen erneuerbaren Wärmetechnologien sowohl elektrisch betriebene Luft/Wasser-Wärmepumpen als auch elektrisch betriebene Wasser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen im Gebäudebestand. In 2015 wurden ca. 16.000 Wärmepumpen über das MAP gefördert. Die Basisförderung beträgt mindestens 1.300 Euro bei Anlagen mit der Wärmequelle Luft und mindestens 4.000 Euro bei Anlagen mit der Wärmequelle Erdwärme oder Wasser.
118	Förderung von innovativen KWK-Systeme im KWKG	Innovationspilot, um Praxiserfahrungen mit innovativen KWK-Systemen zu sammeln. KWK wird weiterentwickelt hin zu zukunftsweisenden Systemen für eine besonders treibhausgasarme und energieeffiziente KWK und Versorgung im Wärmenetz. Die Förderung wird durch wettbewerbliche Ausschreibungen ermittelt. Die detaillierte Ausgestaltung der Ausschreibung ist derzeit noch in Vorbereitung.
119	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende	Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende schafft technische Voraussetzungen für Maßnahmen des Last- und Erzeugungsmanagements und somit mehr Flexibilität im Stromnetz. Es führt mit dem intelligenten Messsystem eine Technologie ein, die zahlreiche Anwendungsfälle des Smart Grid bedienen kann.
120	Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)	Mit dem Förderprogramm sollen in großflächigen Modellregionen („Schaufenster“) sichere und massengeschäftstaugliche Verfahren und Technologien zur intelligenten Verknüpfung von Erzeugung, Netz und Verbrauch, sowie neue Ansätze für einen sicheren Netzbetrieb bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie entwickelt und demonstriert werden. Im Rahmen eines Förderwettbewerb wurden fünf Schaufenster ausgewählt, deren Start für Ende 2016 bzw. Anfang 2017 geplant ist. Das BMWi wird die Schaufensterregionen, an denen sich über

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

		200 Unternehmen und weitere Akteure beteiligen, mit insgesamt bis zu 230 Millionen Euro fördern. Die beteiligten Unternehmen planen rund 370 Millionen Euro an zusätzlichen Investitionen.
121	Pilotprogramm Einsparzähler	Seit Mai 2016 fördert das Programm Pilotprojekte von Unternehmen, die digitale Lösungen und neue Geschäftsmodelle bei Dritten zum Energiesparen und stromnetzdienlichen Schalten erproben und demonstrieren wollen. Die Förderung wird ausgezahlt pro kWh eingesparter und messtechnisch nachgewiesener Energie („Einsparzähler“). Die Maßnahme ist im Mai 2016 gestartet. Es stehen Mittel in Höhe von insgesamt 29 Millionen Euro in den Jahren 2016 bis 2020 zur Verfügung.
122	Digitale Agenda 2014-2017	Die Digitale Agenda 2014 – 2017 der Bundesregierung hat es sich zum Ziel gesetzt, den digitalen Wandel in Wirtschaft und Gesellschaft – auch in der Energiebranche – voranzutreiben.
	Kapitel 12: Energiewende im europäischen und internationalen Kontext	
123	Klima- und Energierahmen 2030	Es sollen die Ziele durch spezifische Legislativakte in den einzelnen Sektoren (ETS-Reform, Lastenteilung im nicht unter den Emissionshandel fallenden Bereich, Einbeziehung von LULUCF in den Klimarahmen, Novelle Energieeffizienz-Richtlinie und Erneuerbaren-Richtlinie) umgesetzt werden. Entsprechende Vorschläge werden derzeit durch die Kommission erstellt bzw. mit den EU-Mitgliedstaaten verhandelt.
124	Governance der Energieunion	Erstellen integrierter nationaler Energie- und Klimapläne für den Zeitraum von 2021 bis 2030. Etablieren eines europaweiten Monitorings der Fortschritte zum Erreichen der Ziele der Energieunion und von nachhaltigen Finanzierungsstrukturen zugunsten kohlenstoffarmer Technologien. Legislativvorschlag der Kommission wird für Ende November 2016 erwartet.
125	EU-Verordnung zu nationalen THG-Minderungsbeiträgen außerhalb des ETS 2021-2030	Der Vorschlag einer entsprechenden EU-Verordnung wird derzeit im Rat und im EU-Parlament beraten .
126	Neue Richtlinie für den Ausbau der Erneuerbaren Energien post-2020	Öffentliche Konsultation der Kommission Anfang 2016. Legislativvorschlag der Kommission ist für Ende November 2016 angekündigt.
127	Neue Energieeffizienz Richtlinie post-2020	Die neue Energieeffizienz Richtlinie regelt Höhe und Maß an Verbindlichkeit des EU-Effizienzziels für 2030. Dabei legt sie den Rahmen (z.B. jährliche Einsparquoten) sowie zusätzliche sektorale Maßnahmen (z.B. Energie-Audit in größeren Unternehmen und Sanierungsquote bei Gebäuden) fest.
128	Grenzüberschreitender Netzausbau	Zur Erreichung des europäischen 10-Prozent-Verbund-Ziels im Jahr 2020 ist die Realisierung weiterer Netzausbauvorhaben erforderlich. Die deutschen Netzausbaupläne umfassen zehn Interkonnektoren-Projekte, mit denen zahlreiche Kuppelstellen zu unseren Nachbarn weiter ausgebaut werden. Der Großteil der Vorhaben befindet sich in der Genehmigungsphase oder im Bau.
129	Mitteilung der Kommission zum 15 Prozent-Interkonnektivitätsziel für 2030	Der Europäische Rat hat im Oktober 2014 die Bedeutung ausreichender Grenzkuppelstellenkapazität für den Strombinnenmarkt hervorgehoben und das von der Kommission vorgeschlagene Verbundziel von 15 Prozent für das Jahr 2030 bestätigt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

130	Regionale Kooperationen	Im Pentalateralen Energieforum ist im Mai 2015 die lastflussbasierte Kopplung der Day-Ahead-Märkte gestartet worden. Weiterhin hat das Pentalaterale Forum im März 2015 den ersten regionalen Versorgungssicherheitsbericht Europas veröffentlicht. In BEMIP („Baltic Energy Market Interconnection Plan“) wurden auf Basis einer neuen politischen Erklärung ebenfalls u.a. die Weiterentwicklung der regionalen Strommärkte sowie eine regionalere Betrachtung der Versorgungssicherheit beschlossen.
131	Stromnachbarn	Im Juni 2015 wurde die gemeinsame Erklärung durch Deutschland und seine „Stromnachbarn“ unterzeichnet. Auf dieser Basis wurde der Austausch zur Flexibilisierung der Strommärkte im Lauf der Jahre 2015 und 2016 weiter intensiviert. Dabei haben die Stromnachbarn verschiedene Hemmnisse für mehr Flexibilität und erste Maßnahmen zu deren Beseitigung identifiziert.
132	Regionale Kooperation im Bereich Erneuerbare Energien / Öffnung des EEG	Die Kooperation mit Dänemark wurde im Juli 2016 für PV-Freiflächenanlagen unterzeichnet auf Basis des EEG 2014 (Pilotöffnung). Die Kooperation mit einem weiteren Mitgliedstaat ist für Frühjahr 2017 im Bereich PV-Freiflächenanlagen geplant. Zu diesem Thema wird aktuell an der Umsetzung der Öffnung im Rahmen des EEG 2017 gearbeitet (Öffnung der Ausschreibung im Umfang von 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung).
133	Legislativpaket zum Strommarktdesign, Kapazitätsmechanismen, regionale Aspekte	Mitteilung der Kommission im Juli 2015 und Stellungnahmen der Mitgliedstaaten bis Oktober 2015. Legislativpaket für Ende November 2016 angekündigt.
134	Verständigung mit der Europäischen Kommission zum Energiepaket	Das BMWi hat mit der Europäischen Kommission im Sommer 2016 intensive Gespräche darüber geführt, wie energiewirtschaftliche Rechtsetzungsvorhaben im Detail ausgestaltet werden können, damit sie im Einklang mit dem europäischen Beihilferecht stehen. Dies betrifft beispielsweise das Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) ebenso wie das Strommarktgesetz und das EEG 2017. In den Gesprächen wurde eine grundsätzliche Verständigung darüber erzielt, wie diese Fragen EU-beihilferechtskonform gelöst werden können.
135	Reform des Europäischen Emissionshandels - Einführung Marktstabilitätsreserve (MSR)	Die MSR startet 2019. Ab dann wird das Angebot einer jährlich ermittelten Überschussanalyse an Zertifikaten im Emissionshandelsmarkt angepasst. Bei hohen Überschüssen wird die aktuelle Versteigerungsmenge verringert, bei geringeren Überschüssen entsprechend erhöht. Die Veränderung der Versteigerungsmenge erfolgt über Einstellung in bzw. Ausgabe aus der Reserve. 900 Millionen Zertifikate, die 2014 bis 2016 zurückgehalten wurden (Backloading), sollen direkt in die Marktstabilitätsreserve überführt werden; ebenso Zertifikate, die zwischen 2013 bis 2020 nicht versteigert wurden.
136	ETS-Rechtsrahmen 2021-2030	Der Richtlinienvorschlag wird derzeit auf europäischer Ebene beraten. Er enthält Regelungen zur Bestimmung der Emissionsobergrenze, des Reduktionsfaktors und eine Aufteilung der Mengen in Auktionsmengen und Mengen für die kostenlose Zuteilung. Ebenso enthalten sind Detailregelungen für die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an Industrieanlagen.
137	Lastenteilungsentscheidung zu nationalen THG-Minderungsbeiträgen außerhalb des ETS bis 2020 (sog. Effort Sharing Decision, ESD)	Ziel ist die EU-weite Minderung der THG-Emissionen bis 2020 gegenüber 2005 um 10 Prozent. Die nationalen Ziele zur THG-Minderung liegen dabei in einer Spanne von -20 bis +20 Prozent. Mit den bestehenden nationalen Politiken und Maßnahmen erreichen 23 Mitgliedstaaten voraussichtlich ihre 2020-Ziele. Die weiteren 5 Mitgliedstaaten können diese voraussichtlich durch weitere Maßnahmen oder durch Transfers von Emissionsbudgets aus anderen Mitgliedstaaten erreichen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

138	EU-Verordnungsentwurf zu nationalen THG-Minderungszielen außerhalb des ETS 2021-2030 (sog. Effort Sharing Regulation, ESR)	Ziel ist die Aufteilung der Minderungsbeiträge der Mitgliedstaaten zum EU-Klimaziel für 2030. Sie erfolgt in einer Spanne von 0 bis -40 Prozent auf die Mitgliedstaaten. Der Vorschlag der EU-Kommission vom 20. Juli 2016 zu einer entsprechenden EU-Verordnung wird derzeit im Rat und im EU-Parlament beraten.
139	LULUCF-Verordnung (sog. Land-use, Land-use change and Forestry, LULUCF-Regulation)	Emissionen und Einbindungen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft sollen in den EU-Klimaschutzrahmen bis 2030 integriert werden sollen. Der Vorschlag der Kommission vom 20. Juli 2016 wird derzeit im Rat und im EU-Parlament beraten
140	Berlin Energy Transition Dialogue 2016	Bei der ersten internationalen Energiewende-Konferenz nach dem Klimaschutzübereinkommen von Paris stand die Frage im Mittelpunkt, welchen Beitrag der Energiesektor zur Erreichung der darin enthaltenen Ziele leisten kann und soll.
141	Exportinitiative Energie	Technische Lösungen in den Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Speichertechnologien und intelligente Netze stehen im Mittelpunkt dieser Initiative der Bundesregierung.
142	G20-Energiekooperation unter deutscher G20-Präsidentschaft 2017	Im Rahmen seiner G20-Präsidentschaft im Jahr 2017 wird Deutschland in der G20-Energiekooperation die Frage in den Mittelpunkt rücken, wie sich der Energiesektor nach dem Klimaschutzübereinkommen von Paris 2015 entwickeln wird.
	Kapitel 13: Energieforschung und Innovation	
143	6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung	In den Jahren 2013 bis 2016 werden insgesamt 3,4 Milliarden Euro für die Förderung von Forschung und Entwicklung bereitgestellt, davon 863 Millionen Euro im Jahr 2015. Die programmatische Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik wird zurzeit durch systemanalytische Untersuchungen im Rahmen strategischer Leitprojekte wissenschaftlich flankiert.
144	Horizonte 2020 / Rahmenprogramm für Forschung und Innovation	Im Jahr 2014 startete das europäische Rahmenprogramm für Forschung und Innovation "Horizont 2020". Für die Förderperiode 2014 bis 2020 sind rund 5,9 Milliarden Euro für "sichere, saubere und effiziente Energie“ in der nicht-nuklearen Energieforschung vorgesehen.
145	Energiewende - Plattform Forschung und Innovation (FuI-Plattform)	Seit dem Frühjahr 2015 finden zweimal pro Jahr Plenumssitzungen der FuI-Plattform statt. Sie dient als beratendes Gremium, in dem ein Dialog über die strategische Ausrichtung der Energieforschungspolitik mit den nationalen Akteuren in Bund, Ländern, Wirtschaft und Wissenschaft geführt wird. Die Plattform bündelt und koordiniert die langfristig angelegten Forschungsnetzwerke. Ziel ist die beschleunigte Markteinführung neuer Energietechnologien durch stärkere Vernetzung der Forschungsaktivitäten und Akteure in Deutschland. In der Frühjahrssitzung am 2. Mai 2017 werden erste Ergebnisse der strategischen Leitprojekte zur Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik vorgestellt.
146	Forschungsforum Energiewende	Hochrangige Akteure aus Ländern, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft treffen seit 2013 zweimal pro Jahr in Plenumssitzungen und Leitungskollegiumssitzungen im „Forschungsforum Energiewende“ zusammen. Das Forum leistet eine wissenschaftsbasierte Politikberatung, befasst sich mit der effektiven Koordinierung und langfristigen Ausrichtung der Energieforschung und entwickelt forschungspolitische Schlussfolgerungen mit Blick auf Strukturen, Instrumente und Themen in der Zukunft. In der Frühjahrssitzung 2017 werden die Kopernikus-Projekte der Energiewende vorgestellt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

147	Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“	Mithilfe der in der ersten Förderphase des BMBF anstehenden grundlagenorientierten Forschung soll die Basis für ein technologisch exzellentes und wirtschaftlich wettbewerbsfähiges Energiesystem geschaffen werden, das zugleich die größtmögliche Akzeptanz in der Gesellschaft findet. Die erste Förderphase der Projekte ist auf drei Jahre angelegt. Die geplante Fördersumme beträgt bis zu 120 Millionen Euro.
148	Forschungsvorhaben „Carbon2Chem“	Ziel dieses Vorhabens mit einem hochkarätigen Konsortium aus Industrie und Wissenschaft ist die Umwandlung von Hüttengasen der Stahlproduktion in chemische Grundstoffe mit Hilfe Erneuerbarer Energien. Aus Abgasen von Hochöfen werden wertvolle Vorprodukte für Kraftstoffe, Kunststoffe oder Düngemittel, die fossile Rohstoffe ersetzen. Das Vorhaben macht 20 Millionen t des jährlichen CO_2-Ausstoßes der deutschen Stahlbranche wirtschaftlich nutzbar. Das BMBF stellt hierfür mehr als 62 Millionen Euro in den nächsten vier Jahren bereit.
149	Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“	120 Vertreter der deutschen Wissenschaftsakademien erarbeiten systemische Handlungsoptionen für den Bereich der Grundlagenforschung mit Blick auf das Energiesystem der Zukunft und liefern so eine wissenschaftlich fundierte Basis für die gesamtgesellschaftlichen Diskussionen zu mittel- bis langfristig relevanten Fragestellungen zur Umsetzung der Energiewende. Neben Fragen der technologischen Machbarkeit werden auch ökonomische und rechtliche sowie solche der effizienten Ressourcennutzung und der gesellschaftlichen Akzeptanz adressiert.
150	Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“	Die gemeinsame Initiative von BMWi und BMBF zielt darauf ab, die notwendigen technologischen Voraussetzungen für die künftige Übertragung und Verteilung von Strom zu schaffen für eine zuverlässige, bezahlbare und umweltverträgliche Stromversorgung. Seit 2014 wurden rund 300 Projekte mit 150 Millionen Euro gefördert.
151	Förderinitiative „Solares Bauen / Energieeffiziente Stadt“	siehe Kapitel 5
152	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP)	Im Rahmen der gemeinsamen Initiative von BMWi, BMVI, BMBF und BMUB sowie Industrie und Wissenschaft, um eine Technologieentwicklung hin zur Marktreife von Produkten dieser Technologien zu beschleunigen, stehen für die Jahre 2007 bis 2016 rund 1,4 Milliarden Euro für die Förderung von mehr als 200 Forschungsvorhaben zur Verfügung.
153	Programmkooperation: Forschungsallianz Energiewende in der AiF	Die gemeinsame Initiative des BMWi und der Industriellen Gemeinschaftsforschung soll die Innovationskraft forschungsferner KMU bei energietechnologischen Entwicklungen stärken. Erste Projekte sind Ende 2016 gestartet. Ab 2016 stehen 18 Millionen Euro zusätzlich zur Verfügung.
154	Förderprogramm „Nachwachsende Rohstoffe“	Initiative des BMEL zur Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der stofflichen und energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe. 2016 stehen 61 Millionen Euro zur Verfügung. Zusätzlich werden 24,6 Millionen Euro aus dem EKF für Bioenergievorhaben bereit gestellt.
155	Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“	Ziel ist die praxisnahe F&E zu zukunftsweisenden Technologien sowie zu Verfahrens- und Prozessoptimierungen, die die effiziente, wirtschaftliche und nachhaltige Nutzung der Bioenergie ermöglichen und zur Versorgungssicherheit beitragen. Programmstart 2009 und -neuausrichtung 2015. Volumen: Bisher 300 Einzelvorhaben, vor allem Verbundvorhaben, mit Zuwendungen in Höhe von etwa 44 Millionen Euro Fördersumme.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

		2016 stehen 61 Millionen Euro zur Verfügung. Zusätzlich werden 24,6 Millionen Euro aus dem EKF für Bioenergievorhaben bereitgestellt.
156	Förderung von Speichern	Forschungsinitiative: Eine gemeinsame Initiative von BMWi und BMBF zur Unterstützung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben von grundlegenden Arbeiten bis hin zu anwendungsorientierten Demonstrationsprojekten, förderte seit 2012 rund 250 Projekten mit 200 Millionen Euro. Ein Statusseminar mit rund 200 Teilnehmern fand im April 2015 statt. Förderprogramm für dezentrale Batteriespeichersysteme: Am 1. Mai 2013 startete das Förderprogramm für dezentrale Batteriespeichersysteme. Diese Programmphase war bis zum 31.12.2015 befristet. Das Programm wurde am 1. März 2016 mit veränderten Rahmenbedingungen neu aufgelegt. Gefördert wird die Investition in Batteriespeichersysteme, welche zusammen mit Photovoltaikanlagen systemdienlich betrieben werden.
157	Förderung im Themenfeld Elektromobilität - "Elektromobilität - Positionierung der Wertschöpfungskette" (ELEKTRO POWER II)	Die Bundesregierung unterstützt die Forschung und Entwicklung wichtiger Schlüsseltechnologien im Bereich der Elektromobilität mit über 200 Millionen Euro jährlich. Der Förderwettbewerb "ELEKTRO POWER II: Elektromobilität - Positionierung der Wertschöpfungskette" ist Bestandteil eines umfangreichen Maßnahmenpakets, mit dem die im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität von 2009 beschlossenen Ziele umgesetzt werden.
158	Umweltinnovationsprogramm	Mit dem Umweltinnovationsprogramm (UIP) werden Demonstrationsvorhaben gefördert, die eine innovative, die Umwelt entlastende Technologie erstmalig großtechnisch umsetzen.
159	WIPANO – „Wissens- und Technologietransfer durch Patente und Normen"	In der Patentförderung werden die Kosten für Beratung, Patentanwalt oder Patentanmeldung anteilig übernommen. Die Richtlinie läuft vom 01.01.2016-31.12.2019 mit einem Volumen von 23 Millionen Euro. Antragsberechtigt sind Unternehmen, Hochschulen, Universitäten und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen.
160	Förderung von stationären Brennstoffzellen-Heizungen im Rahmen des Anreizprogramms Energieeffizienz	Gefördert wird der Einbau von Brennstoffzellensystemen mit einer Leistung von 0,25 kWel bis 5 kWel in Wohngebäuden, wenn die Brennstoffzelle in die Wärme- und Stromversorgung des Gebäudes eingebunden wird. Möglich ist die Förderung sowohl bei einem Neubau als auch bei einer energetischen Sanierung. Die Förderung erfolgt als Zuschuss und ist mit der Förderung nach dem KWKG kombinierbar. Insgesamt stehen für die investiven Fördermaßnahmen des Anreizprogramms Energieeffizienz (Heizungspaket, Lüftungspaket und Brennstoffzelle) für die Jahre 2016 bis 2018 jährlich 150 Millionen Euro zur Verfügung.
161	Regierungsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie für die Förderperiode 2016-2026	Mit dem Ziel, wettbewerbsfähige Produkte im Markt zu etablieren, unterstützt die Bundesregierung bis 2026 im Rahmen des NIP ressortübergreifend Aktivitäten und Maßnahmen in den Bereichen „Forschung und Entwicklung“ sowie „Marktaktivierung“. Dabei werden Investitionsabsichten der Industrie durch öffentliche Förderung flankiert. Das Fördervolumen beträgt für 2016 bis 2026 rund 1,4 Milliarden Euro.
162	Wiederaufnahme der Förderung von Querschnittstechnologien	Die Förderung soll Investitionen in ausgewählte Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz anstoßen und damit den jährlichen CO_2-Ausstoß senken.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Soweit in der Übersicht Maßnahmen beschrieben werden, die auch Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 sind, werden deren aktuelle Umsetzungsstände in den jährlichen Klimaschutzberichten der Bundesregierung detailliert dargestellt.

Die Maßnahmen werden im Rahmen der geltenden Haushalts- und Finanzplanungsansätze der Ressorts (einschließlich Stellen und Planstellen) unter Vorbehalt der Verfügbarkeit der notwendigen Haushaltsmittel umgesetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

16 Quellen- und Literaturverzeichnis

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2016): Energieverbrauch in Deutschland. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Daten für das 1. -3 Quartal 2016. Berlin, Oktober 2016.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2016): Energiebilanzen verschiedener Jahre und Auswertungstabellen und Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz.

Amprion, APG, Elia, Creos, RTE, Tennet, Swissgrid (2015): Generation Adequacy Assessment, März 2015.

BAFA: Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung - Antragsverfahren 2015 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2016.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Kabinettbeschluss vom 14. November 2016. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, November 2016.

BMUB (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Kabinettbeschluss vom 3. Dezember 2014. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Dezember 2014

BMVI (2016): Verkehr in Zahlen, 2015 – 2016, Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrasturktur.

BMVI (2015): Entwurf Bundesverkehrswegeplan, Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrasturktur.

BMVI (2013): Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie – MKS, Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrasturktur.

BMWi (2016a): Monitoring-Report Wirtschaft DIGITAL 2016, Oktober 2016

BMWi (2016b): Versorgungssicherheit bei Erdgas. Monitoring-Bericht nach §51 EnWG, Juli 2016.

BMWi (2016c): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklungen im Jahr 2015. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Oktober 2016.

BMWi (2015a): Bundesbericht Energieforschung 2015. Forschungsförderung für die Energiewende. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Juli 2015.

BMWi (2015c): Monitoring-Report Wirtschaft DIGITAL 2015, Oktober 2015.

BMWI (2015d): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Oktober 2015.

BMWi (2015e): Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem nahezu klimaneutralen GEbäudebetand. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, November 2015.

BMWi (2014a): Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Dezember 2014.

BMWi (2014b): Energie der Zukunft. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Dezember 2014.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Verison ersetzt.

BLE (2016): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2015 (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung), Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung Bonn, 2016.

BNetzA (2016): Stand des Ausbaus von Leitungsvorhaben nachdem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) zum dritten Quartal 2016, Bundesnetzagentur, Bonn 30.09.2016, downloadbar unter: www.netzausbau.de .

BNetzA, BKartA (2015): Monitoringbericht 2016. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, Bonn, November 2016.

Bundesregierung (2016) Deutscher Projektionsbericht 2015 zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland gemäß Verordnung 525/2013/EU .

Bundesregierung (2016): Berliner Energy Dialogue 2016 (https://www.energiewende2016.com/)

Bundesregierung (2015) Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2013 bis 2016 (25. Subventionsbericht).

Bundesregierung (2010): Energiekonzept 2010. Berlin, September 2010.

CEER (2016): 6th Benchmarking Report on the quality of electricity and gas supply - 2016, Annex A to chapter "Electricity - continuity of supply" Table A.1, Council of European Energy Regulators Brüssel 2016.

Consentec, r2b Energy Consulting GmbH (2015): Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, März 2015.

Consentec GmbH und R2B Energy Consulting GmbH (2015), Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung, 2015; Amprion, APG, Creos, Elia, RTE, Swissgrid, Tennet, Generation Adequacy Assessment, 2015.

Connect (2014): Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, Connect Energy Economics. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Deutschen Patent- und Markenamt (DPMA) (2016): Jahresbericht 2015. München, April 2016.

DIW, Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe – Berechnungen für 2015, 2015.

DLR/ ifeu/ LBST/ DBFZ (2016a): Analyse von Herausforderungen und Synergiepotenzialen beim Zusammenspiel von Verkehrs- und Stromsektor. Studie im Auftrag des BMVI.

DLR/ ifeu/ LBST/ DBFZ (2016b): Potenziale des Hybrid-Oberleitungsbusses als effiziente Möglichkeit für die Nutzung erneuerbarer Energien im ÖPNV. Studie im Auftrag des BMVI.

DLR/ ifeu/ LBST/ DBFZ (2016c): Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienengüterverkehr in Deutschland, Studie im Auftrag des BMVI.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

DLR/ ifeu/ LBST/ DBFZ (2016d): Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienenverkehr in Deutschland unter Beachtung infrastruktureller Restriktionen, Studie im Auftrag des BMVI.

DLR/ ifeu/ LBST/ DBFZ (2016e): Alltagsmobilität: Verlagerungspotenziale auf nicht motorisierte und öffentliche Verkehrsmittel im Personenverkehr, Studie im Auftrag des BMVI.

EEA 2015a: Trends and projections in Europe 2015. Tracking progress towards Europe's climate and energy targets. EEA Reprot 4/2015.

EEA 2015b: Trends and projections in the EU ETS in 2015 EEA Technical report No 14/2015.

Ecofys, Fraunhofer ISI, IREES, Öko-Institut; Entwicklung eines Konzepts für das Erreichen der nationalen Energieeinsparziele bis 2020 und bis 2050 auch unter Berücksichtigung relevanter EU-Vorgaben im Kontext einer ganzheitlichen Klima- und Energiepolitik („Aktionsplan Energieeffizienz"); Karlsruhe, Berlin, Freiburg, 2016.

Ecofys, ISI (2015): Stromkosten der energieintensiven Industrie. Ein internationaler Vergleich. Ergänzende Berechnungen für das Jahr 2014. Ecofys, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Juni 2015 Köln, Karlsruhe.

E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Aachen – Bonn – Oldenburg – Berlin, September 2014.

ENTSO-E (2014): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030; European Network of Transmission System Operators for Electricity.

Europäischer Kommission (2015): Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energien", COM(2015)293final, 15.6.2015.

EU Commission (2014): Energy Economic Developments in Europe. European Economy 1/2014. DG Economic and Financial Affairs (ECFIN). Brüssel, Januar 2014.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft" (2015): Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Berlin, Mannheim, Stuttgart, November 2015.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft" (2014a): Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Berlin, Münster, Stuttgart, November 2014.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft" (2014b): Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Berlin, Mannheim, Stuttgart, April 2014.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft" (2012): Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Berlin, Mannheim, Stuttgart, Dezember 2012.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

FNR (2015): Entwicklung der Maisanbaufläche in Deutschland (https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/anbau/entwicklung-der-maisanbauflache-in-deutschland.html).

Fraunhofer ISI (2014): Mittelfristprognose zur Deutschland-weiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2016 bis 2020. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Karlsruhe.

Fraunhofer ISI, DIW, GWS, IZES (2014): Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2013. Untersuchung im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES). Karlsruhe, Berlin, Osnabrück, Saarbrücken.

Frontier et al. (2014a): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Frontier economics , Formaet Service GmbH London – Rheinbach – Berlin, Juli 2014.

Frontier et al. (2014b): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assesment). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Frontier economics, Formaet Service GmbH London – Rheinbach – Berlin, Juli 2014.

GWS, DLR, DIW (2016): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz, 2016.

GWS, DIW, DLR, Prognos, ZSW (2015): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie- Osnabrück, Berlin, Stuttgart.

GWS, Prognos, EWI (2014): Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Osnabrück , Köln, Basel.

ICCT (2015): Overview of the heavy-duty vehicle market and CO_2 emissions in the European Union. Working Paper 2015-6. International Council on Clean Transportation 2016.

IEA (2016): Energy Efficiency Market Report 2016, International Energy Agency, Paris 2016.

IEA (2016): Energy and Air Pollution 2016 - World Energy Outlook Special Report. International Energy Agency Paris, Juni 2016.

IFAM, IREES, BHKW-Consult, Prognos (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin, Oktober 2014.

IRENA (2015a): Renewable Energy Target Setting. International Renewable Energy Agency Abu Dhabi: IRENA.

ITD Ifeu (2015): Verlagerungs- und Klimaeffekte durch Pedelec-Nutzung im Individualverkehr. Endbericht, Veröffentlicht im September 2015.

ITD Ifeu (2015): Verlagerungs- und Klimaeffekte durch Pedelec-Nutzung im Individualverkehr. Endbericht, Veröffentlicht im September 2015

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) 2016. Deutschlands Energiewende: Treiber einer globalen Transformation? IASS Study, März 2016.

LBEG (2015): Jahresbericht "Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland". Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie. Hannover 2015.

Ökoinstitut /DLR/ Ifeu/IFRAS (2016): Endbericht Renewbility III – Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors, Studie im Auftrag des BMUB.

Prognos und GWS (2015): Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf die Strompreise unter Berücksichtigung unterschiedlicher Regeln zur Lastenteilung und gesamtwirtschaftlicher Effekte.

Prognos IAEW (2014)

Prognos (2015): Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Energiewirtschaft. Forschungsvorhaben für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. München, Basel, Berlin.

Prognos (2014): Letztverbrauch 2015: Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage. Dokumentation - Abschlussbericht für die Übertragungsnetzbetreiber. 23 – 27859. Berlin.

Prognos , Fichtner-Gruppe (2013) Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. Studie für die Stiftung Offshore-Windenergie und Partner. Berlin, August 2013.

REN21 (2016). Global status report. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris, France.

r2b (2014): Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Köln, Juli 2014.

StBA (2016): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Private Konsumausgaben und Verfügbares Einkommen. 2.Vierteljahr 2016. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, Dezember 2016.

Stifterverband für die deutsche Wissenschaft (2016): Forschung und Entwicklung in der Wirtschaft 2014, Essen.

Sun (1998): Changes in energy consumption and energy intensity: A complete decomposition model, Energy Economics 20, 1998.

UBA (2016): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommixes in den Jahren 1990 bis 2015. Umweltbundesamt. Climate Change Series 26/2016. Dessau-Roßlau, Juni 2016.

UBA (2016a): Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess, Umweltbundesamt Dessau-Roßlau, März 2016.

UBA (2016b): Weiterentwicklung und vertiefte Analyse der Umweltbilanz von Elektrofahrzeugen, Dessau-Roßlau, April 2016.

UBA (2016c): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. 1990 – 2014. Arbeitsstand: 29.05.2016, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, März 2016.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

UBA (2016d): Finanzierung einer nachhaltigen Güterverkehrsinfrastruktur - Anforderungen und Rahmenbedingungen für eine zukunftsorientierte Entwicklung des Güterverkehrs – eine systematische Analyse auf der Grundlage eines Ländervergleichs Teilvorhaben ohne Luftverkehr. Studie im Auftrag des BMUB. Dessau-Roßlau, Februar 2016.

UBA (2016e): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. Studie im Auftrag des BMUB. Dessau-Roßlau, Februar 2016.

UBA (2015d): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2014. Umweltbundesamt Climate Change Series 2015. Umweltbundesamt Dessau-Roßlau, in Veröffentlichung.

UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 – Studie. Umweltbundesamt Dessau-Roßlau, Juli 2014.

ÜNB (2014): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG §12 Abs. 4 und 5. 50 hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. Berlin, September 2014.

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) (2015): Studie "Potenziale und Hemmnisse von Unternehmensgründungen im Vollzug der Energiewende". Studie im Auftrag des BMWi.

Die Zahlenwerte der Abbildungen sowie weiterführende Information zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ sind auf den Internetseiten des BMWi (www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/monitoring-prozess.html) eingestellt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abkürzungsverzeichnis

AA	Auswärtiges Amt
AbLaV	Abschaltbare Lasten Verordnung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AiF	Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen
AmtshilfeRLUmsG	Amtshilferichtlinien-Umsetzungsgesetz
ÄnderungsG	Änderungsgesetz
APKS	Aktionsprogramm Klimaschutz
AusglMechV	Ausgleichsmechanismus-Verordnung
AVF	Automatisiertes und vernetztes Fahren
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BFStrMG	Bundesfernstraßenmautgesetz
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BVWP	Bundesverkehrswegeplan
CCS	Carbon Capture and Storage, CO_2-Abscheidung und Speicherung
CCU	Carbon Capture and Use, CO_2-Abscheidung und Verwendung
CEEE	Central-Eastern European Electricity Forum
CEER	Council of European Energy Regulators
CLM	Clean Energy Ministerial
CNG	Compressed natural gas, komprimiertes Erdgas
CO_2	Kohlendioxid
CO_2-Äq.	Kohlendioxid-Äquivalente
COORETEC	CO_2-Reduktions-Technologien
COP21	21. Konferenz der Vertragsstaaten des Klimarahmenübereinkommens
ct	Cent
dena	Deutsche Energieagentur
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DPMA	Deutsches Patent- und Markenamt
EDL-G	Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen
EE	Erneuerbare Energien
EEA	European Environment Agency, Europäische Umweltagentur
EED	Energieeffizienzrichtlinie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EKF	Energie- und Klimafonds

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

EnEV	Energieeinsparverordnung
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnStatG	Energiestatistikgesetz
ESB	Energetischer Sanierungsfahrplan Bundesliegenschaften
ESD	Effort Sharing Decision, EU-Lastenteilungsentscheidung
ESG	Energieeffizienzstrategie Gebäude
ESR	Effort Sharing Reglation , EU-Lastenteilungsverordnung
ETCS	European Train Control System, Europäisches Zusteuerungssystem
ETS	Emissions Trading System, Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
EUA	European Emission Allowance
EWI	Energiewirtschaftliches Institut, Universität Köln
Fh ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
FuE/F&E	Forschung und Entwicklung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GVFG	Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz
GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen
IASS	Institute for Advanced Sustainability Studies
ICAO	International Civil Aviation Organization, Internationale Zivilluftfahrts-Organisation
ICCT	International Council on Clean Transportation, Int. Rat für sauberen Verkehr
IEA	International Energy Agency Internationale Energie Agentur
IFAM	Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IMO	International Maritime Organization, Internationale Seeschifffahrts-Organisation
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change, Weltklimarat
IREES	Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien
IRENA	Internationale Agentur für erneuerbare Energien
ITD	Institut für Transportation Design
KFK	Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs
KfW	Kreditanstalt für den Wiederaufbau
km	Kilometer
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
KNE	Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende
KOM	Europäische Kommission
KSP2050	Klimaschutzplan 2050
KV	Kombinierter Verkehr
kW	Kilowatt
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
LEK	Liegenschaftskonzepte
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquiefied Natural Gas; Flüssigerdgas
LULUCF	Land-use, Land-us change and Forestry
MAP	Marktanreizprogramm
Mrd.	Milliarden
Mio.	Millionen

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MSR	Marktstabilitätsreserve
MWV	Mineralölwirtschaftsverband
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
NEP	Netzentwicklungsplan
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie
NIR	National Inventory Report, Nationaler Inventarbericht an UNFCCC
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NOW	Nationale Organisation für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NRVP	Nationaler Radverkehrsplan
ÖPV	Öffentlicher Personenverkehr
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
REN21	Renewable Energy Policy Network fort he 21st Century, Netzwerk für EE des 21. Jhds.
RL	Richtlinie
SAIDI	System Average Interruption Index
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
StBA	Statistisches Bundesamt
StVO	Straßenverkehrsordnung
t	Tonnen
tkm	Tonnenkilometer
TCP	Technology Collaboration Programme der IEA
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunden
UBA	Umweltbundesamt
UIP	Umweltinnovationsprogramm
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNFCCC	UN Framework Convention on Climate Change/ VN-Klimarahmenkonvention
VwV	Verwaltungsvorschrift
WLTP	World Harmonised Light Vehicle Test Procedure, Weltweites Prüfverfahren
ZEW	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Verison ersetzt.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015

Berlin · Münster · Stuttgart, Dezember 2016

- Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
- Prof. Dr. Georg Erdmann
- Prof. Dr. Frithjof Staiß
- Dr. Hans-Joachim Ziesing

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

ENERGIE DER ZUKUNFT

Kommission zum Monitoring-Prozess

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
Prof. Dr. Georg Erdmann
Prof. Dr. Frithjof Staiß
Dr. Hans-Joachim Ziesing

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Am Stadtgraben 9, 48143 Münster
E-Mail: loeschel@uni-muenster.de
Telefon: +49 251-83-23022

Prof. Dr. Georg Erdmann

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme
Einsteinufer 25 (TA8), 10587 Berlin
E-Mail: georg.erdmann@tu-berlin.de
Telefon: +49 30-314-24656
Fax: +49 30-314-26908

Prof. Dr. Frithjof Staiß

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)
Industriestr. 6, 70565 Stuttgart
E-Mail: frithjof.staiss@zsw-bw.de
Telefon: +49 711-7870-210
Fax: +49 711-7870-100

Dr. Hans-Joachim Ziesing

AG Energiebilanzen e.V. (AGEB)
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
E-Mail: hziesing@t-online.de
Telefon: +49 30-8913987

Dieses Gutachten beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit unserer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Westfälische Wilhelms-Universität Münster

Oliver Kaltenegger, Martin Baikowski, Roland Kube, Dr. Jörg Lingens, Madeline Werthschulte

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme

Lars Dittmar, Lisa Marina Koch, Fernando Oster

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)

Maike Schmidt, Anna-Lena Fuchs, Henning Jachmann, Tobias Kelm, Jochen Metzger

Ecologic Institut

Andreas Prahl, Eike Karola Velten

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Zusammenfassung der Stellungnahme

Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung

1. Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung zum Berichtsjahr 2015. In der Stellungnahme geht es um die wissenschaftliche Einordnung und Bewertung des Monitoring-Berichts der Bundesregierung. Die Stellungnahme bezieht sich auf den Berichtsentwurf mit Stand Ende November 2016. Auch nach der Umsetzung der 10-Punkte-Energie-Agenda der Bunderegierung besteht weiterhin erheblicher Handlungsbedarf zur Erreichung der Energiewendeziele. Mit der vorliegenden Stellungnahme will die Expertenkommission dazu beitragen, diese nächste Phase der Energiewende erfolgreich zu gestalten. Hierzu werden acht Handlungsfelder in acht Kapiteln betrachtet, in denen wichtige Weichenstellungen anstehen. Die Expertenkommission formuliert dazu **programmatische Leitsätze**:

- Glaubwürdigkeit der Energiewende erhalten (vgl. Kapitel 1),
- Klimaschutz gestalten (vgl. Kapitel 2),
- Effizienz die richtige Bedeutung geben (vgl. Kapitel 3),
- Verkehr nicht zu eng denken (vgl. Kapitel 4),
- Erneuerbare Stromerzeugung strategisch weiterentwickeln (vgl. Kapitel 5),
- Elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur zukunftsfest machen (vgl. Kapitel 6),
- Preiswürdigkeit der Energie weiter im Griff behalten (vgl. Kapitel 7),
- Chance der Digitalisierung nutzen (vgl. Kapitel 8).

Glaubwürdigkeit der Energiewende erhalten

2. Der fünfte Monitoring-Bericht der Bundesregierung gibt einen im Wesentlichen faktenbasierten Überblick über den Stand der Umsetzung der Energiewende bis zum Jahr 2015. In ihrer zusammenfassenden Bestandsaufnahme greift die Expertenkommission dies auf, bewertet die Faktenlage aber im Hinblick auf die Zielerreichung für das Jahr 2020. Dabei wird auch der Frage nach dem Grad der Wahrscheinlichkeit möglicher Zielverfehlungen nachgegangen und es werden Überlegungen zum Einfluss exogener Faktoren auf die bisherige Entwicklung in den unterschiedlichen Bereichen angestellt. Offensichtlich ist, dass **signifikante Unterschiede im Hinblick auf die Zielerreichung** zwischen der zumeist positiven Bewertung der erneuerbaren Energien auf der einen und der unbefriedigenden Entwicklung von Energieverbrauch und Energieeffizienz auf der anderen Seite bestehen (vgl. dazu die Ausführungen in der Langfassung der Stellungnahme der Expertenkommission in Kapitel 1).

3. Der **Ausbau der erneuerbaren Energien** ist von der Angebotsseite her der entscheidende Faktor für die Substitution fossiler Energieträger. Bis 2020 sollen sie mindestens 35 % des Bruttostromverbrauchs decken. Aus heutiger Sicht dürfte dieses Ziel erreicht werden, denn im Jahr 2015 machte die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereits 31,5 % des gesamten Bruttostromverbrauchs aus. Das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 % zu steigern, lässt sich mit großer Wahrscheinlichkeit erfüllen. Die Stromerzeugung ist dafür von erheblicher Bedeutung, aber auch die Bereitstellung thermi-

scher erneuerbarer Energien leistet dazu einen nennenswerten Beitrag. Anders sieht es beim Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrsbereich aus. Das Ziel von 10 % dürfte bis 2020 wohl verfehlt werden, zumal der Anteil in den letzten Jahren sogar spürbar auf nur noch 5,2 % gesunken ist (vgl. Kapitel 5).

4. Die Situation auf der Nachfrageseite, auf der durch Energieeinsparung und höhere Energieproduktivität ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs sowie des Endenergieverbrauchs in einzelnen Sektoren bewirkt werden soll, stellt sich wesentlich ungünstiger dar. Die Bundesregierung strebt beispielsweise an, die **Endenergieproduktivität** innerhalb der Periode von 2008 bis 2050 jahresdurchschnittlich um 2,1 % zu steigern. Von diesem Ziel ist Deutschland bisher allerdings weit entfernt: Im Mittel der Jahre 2008 (das Bezugsjahr für das Produktivitätsziel) bis 2015 konnte die Endenergieproduktivität pro Jahr lediglich um 1,3 % (gemessen an den Ursprungswerten) bzw. sogar nur um 1,1 % (auf Basis der temperaturbereinigten Werte) verbessert werden. Um bis 2020 noch auf den Zielpfad zurückzukehren, müsste gegenüber 2015 die jährliche Rate um den Faktor 2,4 bzw. 3,2 (auf 3,2 %/Jahr bzw. auf 3,5 %/Jahr) erhöht werden – eine aus heutiger Sicht auch unter Einbeziehung der inzwischen ergriffenen politischen Maßnahmen wenig wahrscheinliche Entwicklung. Für diese Erwartung sprechen beispielsweise die Entwicklungen des Energieverbrauchs in den einzelnen Endenergiesektoren.

5. Im Zielsystem der Bundesregierung ist auch die **Reduktion des Stromverbrauchs** um 10 % bis 2020 gegenüber 2008 verankert. Der Bruttostromverbrauch als geeignetes Maß dafür entwickelt sich, anders als in der Vergangenheit als er zumeist regelmäßig gestiegen ist, seit der Finanzmarktkrise mit einer leichten Tendenz nach unten und war im Jahr 2015 um 3,8 % niedriger als 2008. Das entspricht einer jahresdurchschnittlichen Rate von minus 0,6 %. Um das Ziel für 2020 noch zu erreichen, müsste er im Vergleich zu 2015 noch um weitere 6,4 % oder pro Jahr um 1,3 % zurückgehen, also etwa doppelt so stark wie in den Jahren 2008 bis 2015. Dies setzt zumindest zusätzliche Aktivitäten voraus. Die Expertenkommission erkennt an, dass für die Bundesregierung nach dem fünften Monitoring-Bericht *„auch hier erhebliche zusätzliche Anstrengungen unerlässlich sind, um die durch das Energiekonzept gesteckten Ziele bis zum Jahr 2020 zu erfüllen“* (Kapitel 4 in BMWi, 2016a).

6. Der **Endenergiebedarf der Gebäude**, welcher die Raumwärme, Raumkühlung und Warmwasserbereitung sowie zusätzlich den Stromverbrauch für die fest installierte Beleuchtung in Nichtwohngebäuden umfasst, ist von 2008 bis 2015 um 9,9 % (bereinigt) bzw. 11,2 % (Ursprungswerte) gesunken. Zur Erreichung des Minderungszieles für 2020 wäre danach noch eine Senkung um 11,3 % bzw. um 9,9 % nötig. Bei Betrachtung der bereinigten Werte ist die Zielerreichung noch nicht sichergestellt.

7. Eine beträchtliche Zielverfehlung ist beim **Endenergieverbrauch im Verkehrssektor** zu erwarten, so dass auch kein sonderlicher Beitrag zur erforderlichen Senkung des gesamten Endenergieverbrauchs bis 2020 geleistet werden kann. Im Verkehrssektor soll der Energieverbrauch bis 2020 im Vergleich zu 2005 um 10 % gesenkt werden. Tatsächlich war der Verbrauch im Jahr 2015 aber sogar höher (+1,2 %) als 2005. Die Entwicklung ist in dieser Periode weitgehend getrieben von der starken Steigerung der Personen- und Güterverkehrsleistung um 8,2 % bzw. 12,1 %, was nur teilweise durch die Reduktion der spezifischen Energieverbrauchswerte kompensiert werden konnte. Signifikante Änderungen im Verkehrsverhalten wie in der Verkehrspolitik sind bisher nicht zu erkennen. Aus Sicht der Expertenkommission ist eine Erreichung des Sektorziels für 2020 weit entfernt. Hier besteht eine Übereinstimmung mit der Einschätzung der Bundesregierung selbst (siehe Kapitel 6 in BMWi, 2016a).

8. Vor dem Hintergrund der skizzierten Entwicklungstendenzen in den Endenergiesektoren bestehen begründete Zweifel, ob das Ziel erreicht werden kann, den **Primärenergieverbrauch** bis 2020 um 20 % im Vergleich zu 2008 zu senken. Bisher jedenfalls ging der Primärenergieverbrauch in dieser Periode nur um 7,6 % zurück, temperaturbereinigt waren es sogar lediglich 6,3 %. Jahresdurchschnittlich bedeutet das für die kommende Fünfjahresperiode eine um den Faktor 2,6 bzw. 3,4 höhere Minderungsrate als in der

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

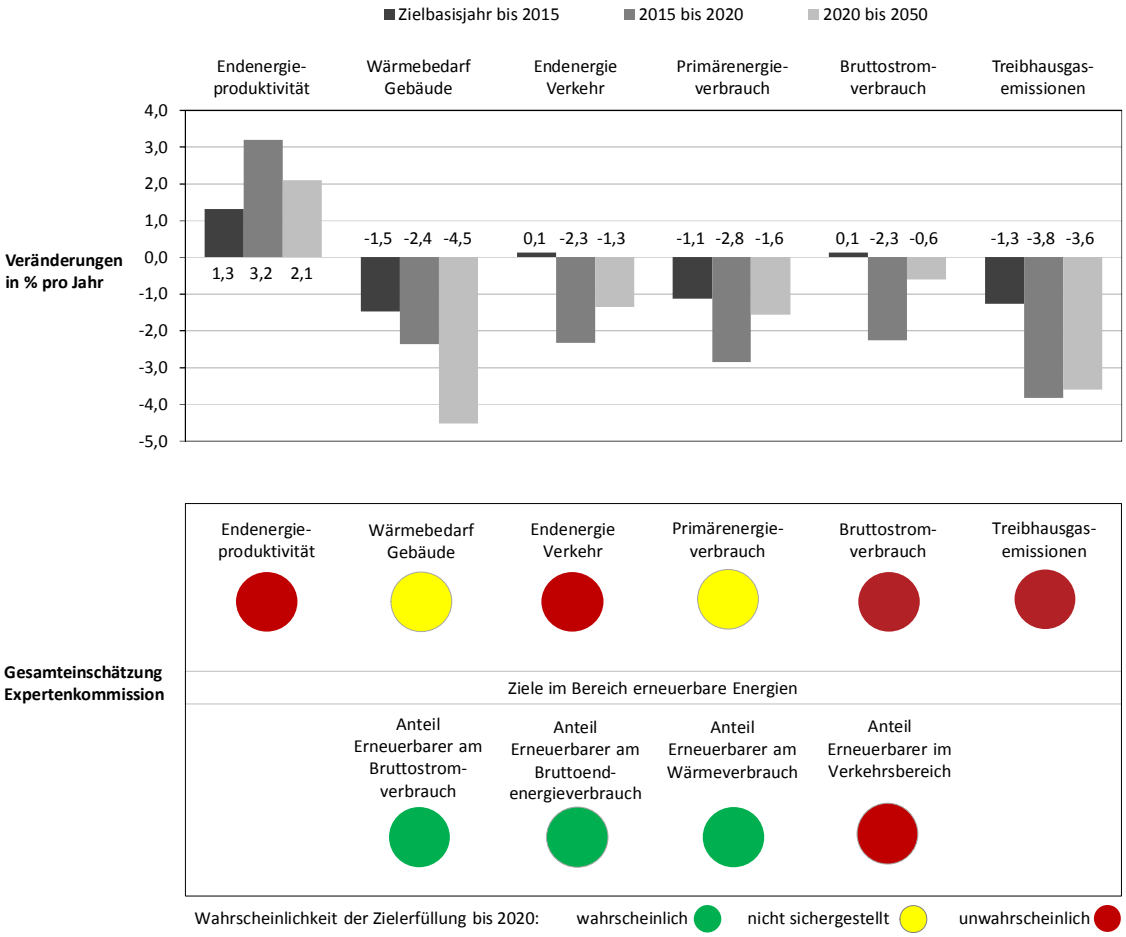
Siebenjahresperiode von 2008 bis 2015. Selbst unter Einbeziehung der bisher umgesetzten Maßnahmen ist nicht erkennbar, dass dies noch möglich sein wird.

9. Diese Bestandsaufnahme führt die Expertenkommission zu dem Ergebnis, dass auch die Minderung der **Treibhausgasemissionen** bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 als ein zentrales politisches Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung mit großer Wahrscheinlichkeit verfehlt werden dürfte. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird richtigerweise hervorgehoben, dass die Emissionen bis 2015 im Vergleich zu 1990 mit rund 27 % bereits erheblich vermindert werden konnten. Allerdings wird in dem Bericht nur unzureichend das Augenmerk darauf gerichtet, dass die Treibhausgasemissionen in den vergangenen sieben Jahren – also seit 2009 – mehr oder weniger stagnieren. Die Lücke bis zum Zielwert für 2020 (749 Mio. t CO_2-Äquivalente) kann somit nur geschlossen werden, wenn eine durchschnittliche jährliche Reduktion um fast 32 Mio. t CO_2-Äquivalente bzw. um 3,8 % bewirkt wird. Berücksichtigt man die für 2016 erwartete Stagnation der Emissionen auf dem Vorjahresniveau müsste es sogar für die vier Jahre von 2017 bis 2020 zu einer jährlichen Reduktion um knapp 40 Mio. t CO_2-Äquivalente kommen. Vergleicht man dies mit Vergangenheitswerten, so muss sich das Tempo der Emissionsminderung gegenüber der Periode von 1990 bis 2015 (-1,3 %/Jahr) etwa verdreifachen, gegenüber der Periode von 2005 bis 2015 wäre es sogar eine Vervierfachung. Aus heutiger Sicht ist nicht zu erkennen, wie die Bundesregierung dies erreichen möchte. Aus Sicht der Expertenkommission kann die Dimension der bis 2020 zu leistenden Emissionsminderung für die Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele jedoch nicht unterschätzt werden.

10. Zur Einordnung der Entwicklungen verwendet der Monitoring-Bericht der Bundesregierung seit dem letzten Jahr ein Punktesystem, das Punkte entsprechend der prozentualen Abweichung vom linearen Trend zum Zielwert für 2020 vergibt. Die Expertenkommission stützt sich hingegen bei ihrer Bewertung neben ihrer subjektiven Einschätzung zur Wirksamkeit kürzlich implementierter Maßnahmen und exogener Trends auf eine im Vergleich zum Punktesystem des Monitoring-Berichts weiterentwickelte Methodik zu möglichen Prognoseintervallen. Die wichtigsten Ergebnisse der **Bestandsaufnahme der Expertenkommission** zu den quantitativen Energiewende-Zielen sind in der Abbildung 1 dargestellt. Dabei zeigt die farbliche Kennzeichnung („Ampel“) wie wahrscheinlich oder unwahrscheinlich eine vollständige Zielerreichung für 2020 sein dürfte. Wird die Zielerreichung als wahrscheinlich eingeschätzt, so ist die Ampel „grün“. Ist eine Zielerreichung hingegen unwahrscheinlich, so steht die Ampel auf „rot“. Grenzfälle zeigt die Farbe „gelb“ an. Dementsprechend werden drei der Ziele im Bereich „Erneuerbare Energien“ wahrscheinlich erreicht. Beim Ziel, den Primärenergieverbrauch zu senken und beim „Wärmebedarf Gebäude“, erscheint die Zielerreichung nicht sichergestellt. Die anderen Energiewende-Ziele zur Energieproduktivität, zum Endenergieverbrauch sowie zum Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehr und bei den Treibhausgasemissionen werden voraussichtlich nicht erreicht.

11. Die Expertenkommission räumt ein, dass auch **exogene Einflussfaktoren**, d. h. von der Bundesregierung nicht beeinflussbare Faktoren, die Zielerreichungen erschweren. Dazu zählt neben den demographischen Veränderungen v. a. die internationale Energiepreisentwicklung mit ihrem starken Preisverfall, der die Anreize für effizienzsteigernde Investitionen dämpft und die Wirksamkeit der getroffenen Maßnahmen weiter begrenzt. Hinzu kommen Veränderungen der Preisrelationen zu Lasten der emissionsärmeren Energieträger. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung erneut, eine Untersuchung über die quantitativen Wirkungen dieser und anderer exogen wirkender Einflussfaktoren in Auftrag zu geben. Dabei sollte auch bedacht werden, dass bei einer erfolgreichen Umsetzung der Beschlüsse der Klimakonferenz von Paris die internationalen Energiemärkte auch mittel- und langfristig erheblich unter Preisdruck geraten werden. Ebenso wichtig ist aus Sicht der Expertenkommission darüber hinaus eine Untersuchung der Wirkungen interner, endogener Faktoren, die einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende im Wege stehen können.

Abbildung 1: Einschätzung der Expertenkommission zur Zielerfüllung



Quelle: Eigene Darstellung

Klimaschutz gestalten

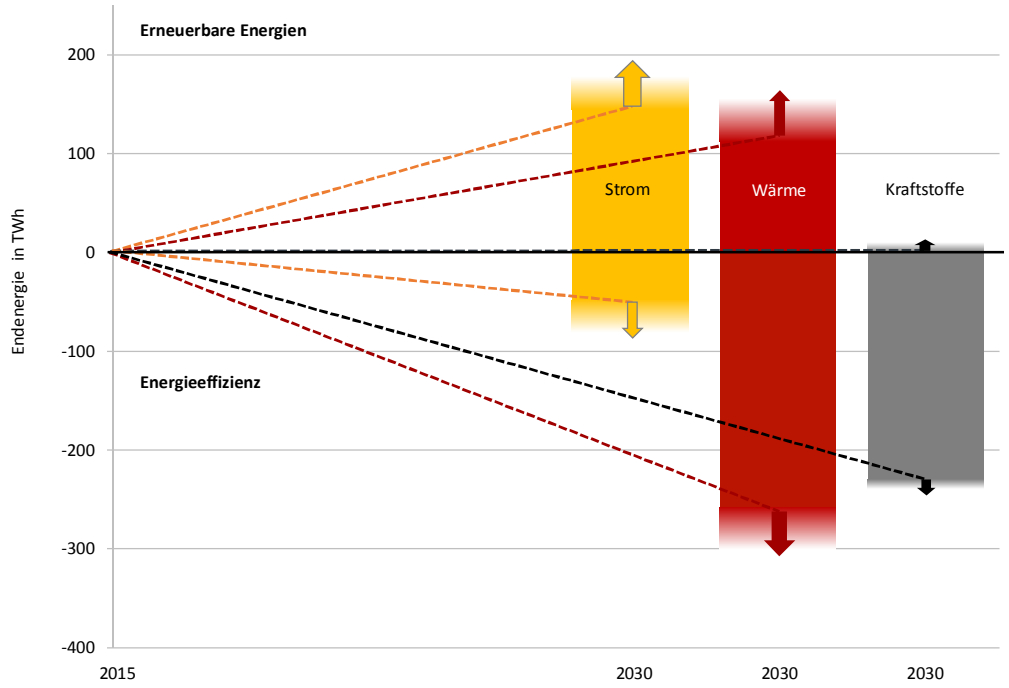
12. Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die **Treibhausgasemissionen bis 2030** gegenüber 1990 um mindestens 55 % zu reduzieren. Für dieses Ziel wird mit dem Klimaschutzplan 2050 erstmals eine sektorale Aufteilung vorgenommen. Die Expertenkommission begrüßt diese Konkretisierung, vermisst aber eine nachvollziehbare Erläuterung, auf welchen Grundlagen sie fußt. Denn der Beschluss, beispielsweise die Emissionen in den nächsten 15 Jahren in der Energiewirtschaft in etwa zu halbieren und im Verkehrssektor um ein Drittel zu senken, ist von beträchtlicher Tragweite und bedarf einer breiten Akzeptanz (vgl. Kapitel 2).

13. Aus dem Klimaschutzplan 2050 gehen keine konkreten energiebezogenen Ziele für das Jahr 2030 hervor, die für eine **Fortschreibung und Vervollständigung des Zieltableaus des Energiekonzepts** der Bundesregierung herangezogen werden können. Der anstehenden Debatte zur kohärenten Weiterentwicklung des Energiekonzepts möchte die Expertenkommission mit Orientierungswerten einen Impuls geben. Insgesamt zeigt sich, dass die Ziele zur Energieeffizienz und den erneuerbaren Energien weitgehend parallel erfüllt werden müssen, um neben dem Erreichen des Klimaschutzziels für 2030 einerseits die Voraussetzungen für die Erreichbarkeit längerfristiger Ziele zu schaffen und andererseits, weil Zielverfehlungen in einzelnen Bereichen nur sehr eingeschränkt

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

durch eine Übererfüllung in anderen Bereichen kompensiert werden können. Vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklung gilt dies insbesondere für die Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr. Abbildung 2 zeigt dazu mögliche Veränderungen des Endenergieverbrauchs durch Effizienzmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015 mit einer Einschätzung zu den Flexibilitäten.

Abbildung 2: Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015



Quelle: Eigene Abschätzung auf der Basis von Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015), BMUB (2016b) und weiteren Untersuchungen

14. Daraus lassen sich als eine von mehreren denkbaren **Varianten für das Jahr 2030** und unter der Maßgabe, dass die Verstromung von Kohle um mindestens 50 % reduziert wird, folgende Ziele ableiten:

- Beibehaltung des Ziels zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 30 % sowie Erhöhung des Anteils am Bruttostromverbrauch auf 60 % und am Endenergieverbrauch für Wärme auf 30 %. Das Ziel zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Endenergieverbrauch des Verkehrs sollte auf 12 % angehoben werden.
- Senkung des Bruttostromverbrauchs (inklusive neuer Stromanwendungen) um 10 % und des Endenergieverbrauchs für Wärme einschließlich Prozesswärme (ohne Stromeinsatz) um 30 % gegenüber dem Basisjahr 2008 sowie Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr gegenüber dem Basisjahr 2005 um 35 %.

15. Für die Zielerreichung 2030 bzw. 2050 sind weitergehende Maßnahmen notwendig, die auf nationaler oder europäischer Ebene implementiert werden können. Derzeit besteht der Maßnahmenmix für die Zielerreichung in Deutschland aus einer Vielzahl von kleinteiligen Regelungen zu Anreizsystemen auf der einen Seite und Ausnahmen von Belastungen auf der anderen – nicht zuletzt aufgrund von Partikularinteressen. Mit zunehmenden Handlungsnotwendigkeiten zur Zielkonformität besteht aufgrund dieser Vielfalt und ihrer komplexen Wirkungen und Wechselwirkungen die Gefahr, dass eine adäquate Problemlösung nicht mehr gewährleistet werden

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

kann. Aus Gründen der Effizienz und der Steuerbarkeit ist jedoch ein einheitlicher und umfassender Lenkungsmechanismus wünschenswert. Vor diesem Hintergrund schlägt die Expertenkommission eine **allgemeine CO_2-Bepreisung als Leitinstrument** vor, um einen stabilen und langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems zu setzen. Komplementäre Elemente sind dabei geboten, um neben den Treibhausgasemissionen andere Marktunvollkommenheiten zu adressieren, etwa im Gebäudebereich, im Verkehr oder bei den erneuerbaren Energien.

16. Der bevorzugte Ansatzpunkt wäre die europäische Ebene, insbesondere der Emissionshandel als das gemeinsame und ökonomisch sinnvollste Klimainstrument, um die günstigsten Optionen zur Minderung von Treibhausgasemissionen zu erschließen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, sich für eine Stärkung des Emissionshandels durch eine Anpassung des europäischen Reduktionsziels, eine sektorale Ausweitung des Emissionshandels und die Einführung eines Preiskorridors zu engagieren. Allerdings dürfte es angesichts des dafür notwendigen politischen Prozesses und der zu erwartenden Widerstände höchst unwahrscheinlich sein, dass eine europäische Lösung zustande kommt. Sofern dies also nicht gelingen sollte, sind zusätzliche nationale Maßnahmen geboten, um die deutschen Klimaschutzziele zu erreichen. In Europa hat sich bereits seit 2013 eine Reihe anderer Staaten, die am europäischen Emissionshandel teilnehmen, für **nationale Zusatzmechanismen** entschieden.

17. Die nationalen Maßnahmen sollten möglichst über alle Sektoren und Technologien wirken. Eine allgemeine CO_2-Bepreisung sichert dies und bietet die Möglichkeit, die Umlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (ca. 22,9 Mrd. Euro) und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (ca. 1,2 Mrd. Euro), die Stromsteuern (ca. 6,6 Mrd. Euro) und ggf. weitere Energiesteuern, Umlagen etc. in ein Instrument zu integrieren und perspektivisch weitgehend zu ersetzen. In diesem Zusammenhang könnte auch die Klimareserve von Braunkohlekraftwerken wegfallen. Eine umfassende CO_2-Bepreisung bedeutet also nicht primär eine zusätzliche Belastung, sondern eine Entlastung durch den umfangreichen Effizienzgewinn. Denn die aktuell existierenden komplexen Fördermechanismen bzw. Instrumente sollten im Gegenzug auf den Prüfstand gestellt werden und – soweit sie nicht durch andere Marktfriktionen jenseits des Klimaproblems gerechtfertigt werden können – abgeschafft werden. Dem CO_2-Preis müssten also die abzuschaffenden Instrumente zunächst einmal gegengerechnet werden. Dieser **Systemwechsel sichert langfristige Nachhaltigkeit der Transformation** in eine klimaneutrale Ökonomie, da die Belastungen der Unternehmen und Haushalte im Übergang minimiert werden. Für diese Neuausrichtung spricht eine Vielzahl von weiteren Gründen. So ist die aktuelle Förderung erneuerbarer Energien nicht kompatibel mit der wichtigen und richtigen Idee der Sektorkopplung, da auf der einen Seite mehr Strom im Gesamtsystem integriert werden soll (um fossile Energieträger im Wärme- oder Transportsektor zu vermeiden), aber gleichzeitig die Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor durch das Umlagesystem den Strompreis letztlich erhöht und damit Strom unattraktiver gegenüber fossilen Energieträgern macht. Auch aus Verteilungsaspekten wäre die CO_2-Bepreisung vorteilhaft, da die Einnahmen entsprechend genutzt werden können.

18. In dem Maße wie eine deutsche CO_2-Bepreisung über die Preise im europäischen Emissionshandel hinausginge, müsste sichergestellt werden, dass die deutschen Minderemissionen nicht durch das Nutzen freigewordener Zertifikate an anderer Stelle konterkariert werden. Die Expertenkommission schlägt deshalb erneut vor, die nationale Zielerreichung entsprechend durch Kauf und **Stilllegung von Emissionsrechten** durch die Bundesregierung zu flankieren. Die Bundesregierung könnte unter den Vorgaben des europäischen Emissionshandels das nationale CO_2-Ziel im Sinne einer flexiblen Erreichung interpretieren und über den Kauf und die Stilllegung von Emissionsrechten im Umfang der CO_2-Zielabweichung ihre Ziele erreichen. Die Treibhausgas-Reduktion wird in diesem Fall erreicht. Allerdings müsste das CO_2-Ziel in diesem Fall nicht mehr als Territorialziel auf deutscher Ebene, sondern auf europäischer Ebene interpretiert bzw. definiert werden. Durch diese Maßnahme würden sich die in Europa erlaubten Emissionen reduzieren. Angesichts eines CO_2-Preises von derzeit 7 Euro/t würde z. B. für 50 Mio. t CO_2 ein Kostenaufwand von maximal 350 Mio. Euro pro Jahr entstehen. Eine höhere Flexibilität

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

bei der Zielerreichung wäre auch ökonomisch sinnvoll. Die beste Lösung wäre ein stringenterer Emissionshandel, eine mit den EU-Partnern abgestimmte und über die EU-Kommission koordinierte Stilllegung von Emissionsrechten wäre aber immer noch besser als eine ineffiziente Zielerreichung im Inland durch eine Fülle von überlappenden und sich teilweise konterkarierenden Maßnahmen. Zumindest würden so die kostengünstigsten Maßnahmen in Deutschland durchgeführt und etliche billige Minderungsoptionen im Ausland genutzt.

19. Die **langfristigen Klimaschutzziele bis 2050** haben Rückwirkungen auf das Zwischenziel für 2030. Die Bundesregierung hat bisher offen gelassen, wie die Spannweite der Minderung von Treibhausgasemissionen von minus 80 % bis minus 95 % für das Jahr 2050 gegenüber 1990 konkretisiert wird, bekennt sich aber zur Klimaneutralität, ohne dies ebenfalls genauer zu erörtern. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission eine Präzisierung der langfristigen Ziele und eine intensive Diskussion der Verteilung der noch zur Verfügung stehenden Emissionsbudgets über die Zeit. Die jahrgangsscharfen Ziele müssen dann nicht punktgenau erreicht werden, sondern können flexibler über Budgets gesteuert werden. Der Budgetansatz kann allerdings nur dann funktionieren, wenn Emissionsminderungen nicht stetig in die Zukunft verschoben werden, in der Hoffnung diese kurzfristig am Ende des Zeitfensters noch durchführen zu können. Die Expertenkommission regt an, eine solche Art der Zielformulierung, unter Berücksichtigung dieser Einschränkung, ernsthaft zu prüfen.

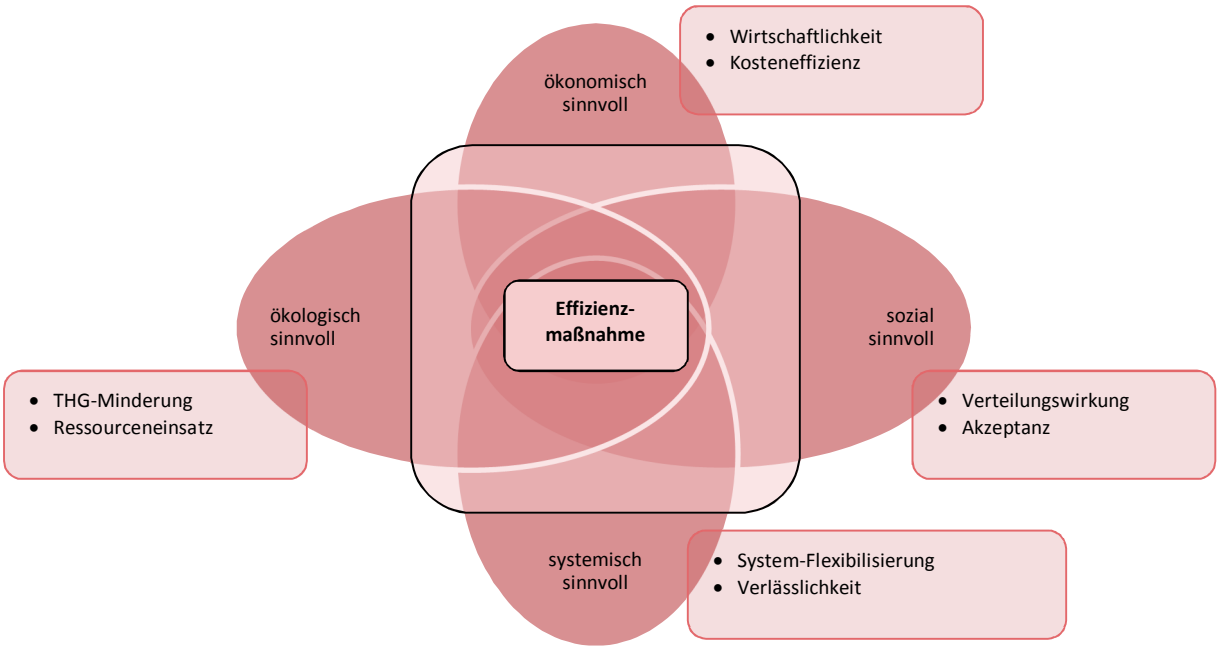
Effizienz die richtige Bedeutung geben

20. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung zeigt, dass im Bereich der Energieeffizienz noch **große Anstrengungen** nötig sind, um die Ziele zu erreichen. Aus Sicht der Expertenkommission ist aber die Bewertung in allen Bereichen zu positiv ausgefallen. Der Monitoring-Bericht hätte deutlicher machen müssen, dass die Zielerreichung etwa hinsichtlich des Kernziels, der Reduktion des Primärenergieverbrauchs nicht gesichert ist und bei der Erhöhung der Endenergieproduktivität unwahrscheinlich ist. Zwar hat die Bundesregierung eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, etwa als Teil des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE), jedoch sind die damit verbundenen Verbrauchsminderungen nicht ausreichend (vgl. Kapitel 3).

21. Die **Darstellung der Maßnahmen** im Monitoring-Bericht ist aus Sicht der Expertenkommission nicht ausreichend. So werden wichtige Maßnahmen insbesondere im Gebäudebereich nicht genannt, wie etwa die Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG). Es wurden (fast) nur Förderprogramme gelistet, wobei zum Teil weder die Zielgruppe erkennbar ist noch die erwarteten bzw. realisierten Wirkungen oder Fördereffizienzen. Aus diesem Grund hatte die Expertenkommission bereits in ihrer letzten Stellungnahme 10 Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring formuliert. Sie hofft, dass diese im nächsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung aufgegriffen werden.

22. Mit dem Prinzip „Efficiency First“ möchte die Bundesregierung ein neues „Grundprinzip“ einführen, wobei der Monitoring-Bericht sehr abstrakt bleibt, so dass die Expertenkommission keine konkrete Bewertung vornehmen kann. Generell begrüßt die Expertenkommission, dass der Effizienz die benötigte hohe Bedeutung beigemessen werden soll. Gleichzeitig kann das Prinzip aber nicht als genereller Vorrang interpretiert werden, sondern eher als „Motto“, welches gleichwohl unterschiedliche Dimensionen berücksichtigen muss. Nicht alle technisch möglichen Maßnahmen und rechtlichen Vorschriften und Förderoptionen zur Erhöhung der Effizienz sind als sinnvoll einzustufen. Bei einer umfassenden Bewertung müssen aus Sicht der Expertenkommission ökonomische, ökologische, soziale und systemische Kriterien Beachtung finden (vgl. Abbildung 3). Die Expertenkommission spricht sich entsprechend eher für **„Think Efficiency“ statt „Efficiency First“** aus. Die Implementierung als Grundprinzip sollte bedeuten, dass die Bundesregierung auch den Rechtsrahmen für das Energiesystem in Bezug auf Hemmnisse und Verbesserungsmöglichkeiten für eine effiziente Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Energie überprüft und anpasst.

Abbildung 3: „Think Efficiency“: Hohe Bedeutung bei gleichzeitiger Überprüfung anhand von Kriterien



Quelle: Eigene Darstellung

23. Im **Bereich der Gebäude**, die immerhin ein Drittel der Endenergie verbrauchen, ist die Zielerfüllung bis 2020 unter Berücksichtigung der temperaturbereinigten Werte nicht sichergestellt. Für das 2050-Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes setzt die „Effizienzstrategie Gebäude“ einen langfristigen Rahmen. Die Leitplanken werden durch die beiden Szenarien „hohe Effizienz“ und „hoher Anteil Erneuerbare“ gesetzt. Dabei muss aber die Reduzierung des Endenergiebedarfs der Gebäude in der Größenordnung des Effizienz-Szenarios liegen, um die Ziele aus dem Klimaschutzplan erreichbar zu machen. Die Energieeinsparverordnung und insbesondere die KfW-Förderprogramme sollten schnellstmöglich an dem langfristigen Ziel ausgerichtet werden. Auch sollte eine Zusammenführung von EnEV und EEWärmeG sowie von KfW-Förderprogrammen und MAP angestrebt werden.

Verkehr nicht zu eng denken

24. Die **Entwicklung des Endenergieverbrauchs** im Verkehr in den letzten Jahren deutet darauf hin, dass es keine realistische Möglichkeit mehr gibt, das Ziel für das Jahr 2020 noch zu erreichen. Im Projektionsbericht wird die Erreichung des 2020-Ziels erst um das Jahr 2030 herum erwartet. Mit den derzeitigen Maßnahmen im Verkehrssektor sind die vorhersehbaren Einsparungen an Endenergie gegenüber dem heutigen Stand also sehr begrenzt. Zielszenarien zeigen den Weg zu substantiellen Reduktionen von Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen des Verkehrs auf, auch mit Blick auf 2050. Diese Szenarien basieren jedoch auf Annahmen zu Politikmaßnahmen im Verkehr, die eher einen grundlegenden Politikwechsel im Vergleich zur derzeitigen Situation darstellen als „weitere Anstrengungen“ – eine Formulierung, die häufiger im Rahmen des Monitorings verwendet wird (vgl. Kapitel 4).

25. Der Klimaschutzplan 2050 setzt ein ambitioniertes Zwischenziel für die **CO_2-Emissionen des Verkehrs** im Jahr 2030. Aus dem derzeitigen europäischen Vorschlag zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021-2030 (Effort Sharing Regulation) resultiert eine

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

ambitionierte Vorgabe zur Reduktion der Emissionen außerhalb des Emissionshandels, für deren Erreichung der Verkehr eine Schlüsselrolle spielen müsste. Sollte die Bundesregierung die Erreichung dieser Ziele wirklich ernst nehmen, muss der benannte Politikwechsel im Verkehr dringlich stattfinden.

26. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die **negativen Wirkungen des Verkehrs** vielfältig sind und über CO_2-Emissionen hinausgehen. Emissionen von Schadstoffen und Lärmbelastung erzeugen hohe Kosten für das Gesundheitssystem und beeinflussen die Lebensqualität in Ballungszentren, die vom Verkehr beanspruchten Flächen begrenzen die Möglichkeiten alternativer Nutzungen und zerschneiden Habitate und Lebensräume. Verkehrsstaus verursachen hohe volkswirtschaftliche Kosten. Des Weiteren führt der Straßenverkehr immer noch zu einer großen Zahl an Unfällen und einer wieder ansteigenden Zahl an Verkehrstoten.

27. Eine umfassende Adressierung der Probleme im Verkehr, eine sogenannte Verkehrswende, sollte zum Ziel haben, Belastungen aller negativen Wirkungen zu reduzieren. Hierzu stehen jeweils spezifische Handlungsfelder zur Verfügung: die Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe, Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr, Verlagerung des Verkehrs zu effizienteren und emissionsärmeren Trägern und die Vermeidung von motorisiertem Verkehr. Tabelle 1 stellt die **Belastungsdimensionen des Verkehrs und die zur Verfügung stehenden Handlungsfelder** zueinander in Beziehung. Daraus wird ersichtlich, dass der Wechsel zu alternativen Antrieben und Kraftstoffen allein nicht alle Externalitäten adressieren kann. Insbesondere Flächennutzung und Staukosten würden sich mit so einem einseitigen Ansatz nur eingeschränkt reduzieren lassen. Auch Effizienzverbesserungen bei den konventionellen Antrieben können hier keinen Beitrag leisten. Dazu würden Fahrzeuge mit großer Wahrscheinlichkeit auch weiterhin hohe Lärmbelastungen erzeugen. Des Weiteren ist das letztendliche Eintreten von Umweltentlastungen durch Effizienzverbesserungen jedenfalls in Anteilen fraglich, da sie regelmäßig mit Rebound-Effekten einhergehen. Die Verkehrsverlagerung zu effizienteren/emissionsärmeren Verkehrsträgern würde hingegen alle Externalitäten adressieren. Auch die Anzahl der Unfälle und Verkehrstoten würde dadurch sinken, da dieses Handlungsfeld u. a. mit einer Reduktion des Pkw-Straßenverkehrs einhergeht, in dem der Großteil dieser Externalität entsteht. Die Politik muss in der Gestaltung des Verkehrssektors alle Handlungsfelder entsprechend ihrer Potenziale nutzen, um die Gesamtheit der negativen Wirkungen des Verkehrs anzugehen.

Tabelle 1: Zusammenführen von Belastungsdimensionen und Handlungsfeldern

	Nutzung alternativer Kraftstoffe und Antriebe	Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr	Verkehrsverlagerung zu effizienteren/ emissionsärmeren Trägern	Vermeidung von motorisiertem Verkehr
Energieverbrauch	(X)	(X)	X	X
THG-Emissionen	X	(X)	X	X
Emission von Schadstoffen	X	(X)	X	X
Lärmbelastung	(X)		X	X
Flächennutzung			X	X
Staukosten			X	X
Unfälle und Verkehrstote			X	X

X Zusammenhänge mit direkter Konsequenz.
(X) Zusammenhänge, die jedoch nicht für alle möglichen Umsetzungsoptionen gelten bzw. die durch Rebound-Effekte abgeschwächt werden.

Quelle: Eigene Darstellung

28. Neben spezifischen Politikmaßnahmen für einzelne Handlungsfelder sollten **handlungsfeldübergreifende Preisinstrumente** z. B. in Form der Besteuerung externer Effekte auf Basis des spezifischen volkswirtschaftlichen Schadens (Pigou-Steuer) Anreize setzen, um die negativen Wirkungen des Verkehrs zu reduzieren. Vor diesem

Hintergrund gibt die Kommission einige Anregungen für eine ökonomisch sinnvolle Bepreisung im Straßenverkehr:

- Der zu wählende Ansatz sollte alle externen Effekte berücksichtigen. Zurzeit bestehen in Deutschland eine Vielzahl verschiedener Internalisierungsmaßnahmen, d. h. es gibt keinen idealtypischen Ansatz zur Internalisierung aus einem Guss. Die Vielzahl der Ansätze wird auch anhand der Infobox im Monitoring-Bericht der Bundesregierung deutlich, welche über vier Seiten vom Pkw-Label über „Runde Tische“ bis hin zum Bundesverkehrswegeplan reicht.
- Die Lkw-Maut in Deutschland kann als eine Ausgestaltung einer Pigou-Steuer interpretiert werden, durch den engen Erhebungsbereich und die starre Bepreisung ist das Instrument aber noch nicht optimal ausgestaltet. Der Nutzungspreis im Rahmen der Maut sollte möglichst für die komplette Verkehrsinfrastruktur und von allen Nutzern erhoben werden. Nur so können die Externalitäten vollständig internalisiert und wohlfahrtsinferiore Ausweichreaktionen vermieden werden. Auch das Festhalten an starren Preisen verhindert eine effiziente Nutzung der Verkehrsinfrastruktur. Es sollten daher vielmehr regional und zeitlich differenzierte Preise erhoben werden. Gerade die neuen Informationstechnologien bieten die Möglichkeit eine Maut sehr viel stärker auf das tatsächliche Verkehrsaufkommen (in Echtzeit) zu konditionieren. Hier liegt eine der Chancen der Digitalisierung (vgl. Kapitel 8) für die Energiewende im Verkehr.
- Die derzeitige Lkw-Maut und die Kfz-Steuer haben bereits eine Umweltkomponente aufgrund der Berücksichtigung verschiedener Schadstoffklassen. Grundsätzlich sollte sich das zu wählende wirtschaftspolitische Instrument im Hinblick auf die Umwelt-Externalitäten jedoch am Schaden und erst hilfsweise am Emissionsausstoß oder zumindest an den gefahrenen Kilometern orientieren. Nur dann spiegelt der Preis des Transports von A nach B die damit einhergehenden Klima- und lokalen Umweltschäden wider. Ein davon weitgehend unabhängiges Instrument, z. B. die nach Schadstoffklassen gestaffelte Kfz-Steuer ist unter diesem Aspekt nicht hilfreich.

Letztendlich sollten, auch im Hinblick auf die Einfachheit und die Transparenz der Regulierung, die Instrumente in ein gemeinsames System integriert werden. Dabei sind ungelöste Verteilungsfragen zu beachten.

29. Die Expertenkommission rät der Bundesregierung, die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie zu einer **integrierten und verkehrsträgerübergreifenden Langfriststrategie** mit klaren zeitlichen Perspektiven und quantitativen Zielen weiterzuentwickeln. Diese sind auch deshalb erforderlich, damit sich die Marktteilnehmer an den Absichten der Bundesregierung orientieren können.

Erneuerbare Stromerzeugung strategisch weiterentwickeln

30. Der **Ausbau der erneuerbaren Energien** ist auf gutem Weg. Insbesondere die Stromerzeugung entwickelte sich im vergangenen Jahr erneut dynamisch und erreichte einen Anteil von 31,6 % am Bruttostromverbrauch. Die Steigerung um 4,3 %-Punkte gegenüber dem Vorjahr ist v. a. auf ein starkes Wachstum der Stromerzeugung aus Windenergie an Land und auf See zurückzuführen. Das Mindestziel von 35 % für 2020 dürfte somit aller Voraussicht nach erfüllt werden. Ebenfalls positiv, wenn auch mit deutlich geringerer Dynamik, entwickelte sich der erneuerbare Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme. Hier konnten trotz geringerer Zubauraten bei Solarthermie und Wärmepumpen inzwischen 13,2 % erreicht werden (Ziel für 2020: 14 %). Einzig im Verkehrssektor bewegen sich die erneuerbaren Energien mit 5,2 % nicht auf dem Zielpfad. Insgesamt sorgen die Stromerzeugung und die Wärmebereitstellung für ein positives Gesamtbild beim Anteil am Bruttoendenergieverbrauch, der im Jahr 2015 auf 14,9 % stieg. Somit scheint auch das für 2020 von der EU vorgegebene Ziel von 18 % erreichbar (vgl. Kapitel 5).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

31. Die Bundesregierung hat mit dem EEG 2017 eine Systemumstellung von einer Preis- auf eine Mengensteuerung vorgenommen. Ziel ist es, den Zielkorridor von 40 bis 45 % für den Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025 einzuhalten. Die Expertenkommission sieht allerdings in verschiedenen Punkten die **Ausgestaltung der Mengensteuerung kritisch**:

- Im EEG 2017 wurden die Ausbaupfade für die elektrische Leistung von einer Netto- auf eine Bruttoberechnung umgestellt. Da bislang keine belastbaren Erkenntnisse über die zu erwartenden Außerbetriebnahmen von Bestandsanlagen nach Ablauf der EEG-Vergütungsdauer vorliegen, sollten die Ausschreibungsvolumina flexibel festgelegt werden können, um bei einem Ausfall einzelner Bereiche (innerhalb und außerhalb des Ausschreibungssystems) eine Zielerreichung dennoch sicherzustellen.
- Die Begrenzung des Zubaus der Windenergie an Land dient nicht der Kosteneffizienz, da es sich hierbei um die aktuell günstigste Option handelt. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die ab 2017 ans Netz angeschlossenen Anlagen voraussichtlich auch 2040 noch zur Stromerzeugung beitragen werden. Eine Mengenminderung für den Ausbau der Windenergie an Land kann vor dem Hintergrund auftretender Netzengpässe die Kosteneffizienz erhöhen, sollte dann aber durch eine entsprechende Ausgestaltung der Netzentgelte adressiert werden, z. B. in Form von regional und zeitlich variabler Netzentgelte, um die Netzüberlastungen treffsicherer zu bepreisen (siehe Kapitel 6.3).
- Aus Sicht der Expertenkommission stellt das EEG 2017 zwar einen Schritt hin zu mehr Wettbewerb innerhalb der jeweiligen Erzeugungstechnologie dar, weil die Umstellung auf Ausschreibungen eine marktbasierte Festlegung der Vergütungshöhe bedeutet. Der Wettbewerb ist aber auf die jeweilige Erzeugungssparte in der Phase der Angebotsabgabe beschränkt. Das System der garantierten Mindestvergütung bleibt nach wie vor unverändert, so dass die Anlagenbetreiber keine Marktrisiken übernehmen. Die dahinter liegende Absicht, niedrigere Kosten zu erzielen, wird von der Expertenkommission begrüßt. Jedoch wäre ein stärkerer Anreiz zur Markttransformation erforderlich. Hierzu sollten Anlagenbetreiber an die Übernahme von Marktrisiken herangeführt werden. So könnte in Kombination mit einer CO_2-Bepreisung und entsprechend steigenden Großhandelsstrompreisen ein Wegfall der Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung erreicht werden.

32. Der fünfte Monitoring-Bericht konzentriert sich in Bezug auf die Sektorkopplung auf die **Kopplung der Sektoren Strom und Wärme**. Dabei steht die technische Effizienz als dominantes Kriterium im Mittelpunkt, während andere Kriterien wie die ökonomische Realisierbarkeit und die dafür erforderlichen stabilen Rahmenbedingungen im Hintergrund bleiben. Die Expertenkommission hätte sich hier eine Darstellung der Mehrdimensionalität des Themas und der kurz-, mittel- und längerfristigen Bedeutung der verschiedenen Pfade der Sektorkopplung gewünscht. Technologien zur Sektorkopplung können beispielsweise nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn der Arbeitspreis der eingesetzten Elektrizität deutlich unterhalb der Arbeitspreise der zu ersetzenden fossilen Energien liegt. Aufgrund der heutigen Finanzierung der Energiewende über vorwiegend arbeitsbasierte Strompreiskomponenten ist die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben. Dieses Problem könnte etwa durch eine CO_2-Bepreisung oder die zeitliche und regionale Dynamisierung sowie Verlagerung der Netzentgelte hin zu höheren Leistungspreisen adressiert werden (vgl. Kapitel 2 und Kapitel 6).

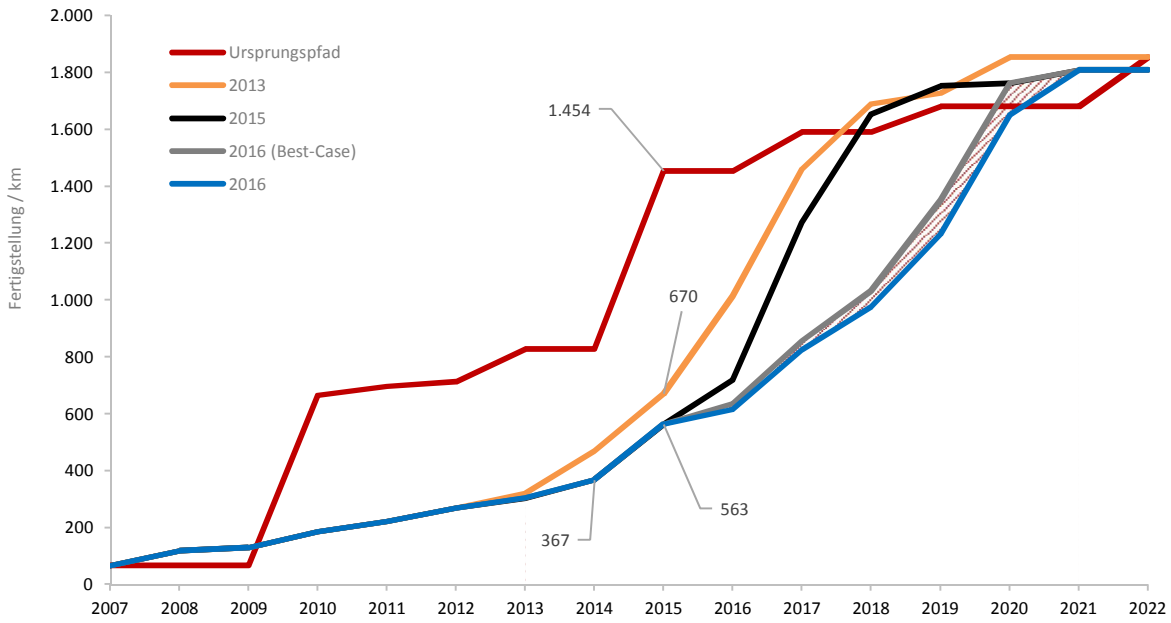
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur zukunftsfest machen

33. Im Monitoring-Bericht greift die Bundesregierung die Diskussion über die Fortschritte und die **Kosten der elektrizitätswirtschaftlichen Infrastruktur** auf. Der Investitions- und Ausbaubedarf der Übertragungs- und Verteilernetze wird festgestellt und als zwingend erforderlich für eine erfolgreiche Energiewende beurteilt. Die Expertenkommission stimmt dieser Einschätzung zu und begrüßt die mit dem Monitoring des Bundesbedarfsplangesetzes zusätzlich geschaffene Transparenz (vgl. Kapitel 6).

34. Dem Monitoring-Bericht zufolge muss der **Netzausbau** *„zügig“* umgesetzt werden (vgl. Kapitel 10 in BMWi, 2016a). Dieser liegt tatsächlich weit hinter den Planungen zurück und die Fertigstellungs-Prognosen mussten wiederholt revidiert werden wie Abbildung 4 verdeutlicht. Es sind fünf Kurven zu erkennen, wobei der „Ursprungspfad“ den im Jahr 2009 vorgesehenen Zeitrahmen abbildet. Die weiteren Kurven stellen die jährliche Fortschreibung der Zielpfade dar, wobei das Jahr 2016 um ein „Best-Case“-Szenario ergänzt wurde. Ende 2015 wurden tatsächlich 563 km fertiggestellt, über 100 km weniger als noch im Vorjahr prognostiziert und knapp 900 km weniger als ursprünglich vorgesehen. Die neuen Prognosen wurden den Berichten des EnLAG-Monitoring-Prozesses (BNetzA, 2016f) entnommen. Das im Monitoring-Bericht beschriebene Gesetz zum Erdkabelvorrang dient auch aus Sicht der Expertenkommission langfristig der Beschleunigung des Netzausbaus, doch müssen zunächst Planungsverfahren neu aufgerollt werden mit der Folge weiterer zeitlicher Verzögerungen.

Abbildung 4: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2010, 2014, 2015) und BNetzA (2016f)

35. Die **Kosten der Systemdienstleistungen** stiegen 2015 gegenüber dem Vorjahr sprunghaft auf 1,6 Mrd. Euro und waren maßgeblich auf Eingriffe zur Behebung von Netzengpässen zurückzuführen. Die spezifischen Kosten für die Behebung dieser Engpässe wie Redispatch, Einspeisemanagement und abschaltbare Lasten weichen stark voneinander ab und sollten für die Kostenoptimierung vergleichend gegenübergestellt und auf ihre Systemrelevanz hin überprüft werden.

36. Weiterhin sollte über die **Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik** nachgedacht werden, denn Netzengpässe werden in der jetzigen Netzentgeltsystematik kaum berücksichtigt. Die Einführung räumlich und zeitlich differenzierter Netzentgelte für Ausspeiser und neu auch für Einspeiser würde treffsicherere Anreize für

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

die Netznutzung setzen und somit eine administrative Approximation einer Marktlösung für eine knappheitsorientierte Netzbepreisung darstellen. Eine leistungsbasierte Einspeise-Komponente könnte abhängig von der maximalen Jahresleistung ausgestaltet werden.

37. Die Ausführungen der Bundesregierung im Bereich der **Versorgungssicherheit der Elektrizitätsversorgung** im Monitoring-Bericht sind allzu spärlich. Dabei sind das Monitoring und die Ausgestaltung der Versorgungssicherheit innerhalb der europäischen Elektrizitätswirtschaft in den letzten fünf Jahren einer außerordentlichen Dynamik unterworfen. Ein aktuelles Beispiel dafür ist die Diskussion über eine engere länderübergreifende Zusammenarbeit und Koordination der Versorgungssicherheit. Die Expertenkommission begrüßt das Bestreben nach einer engeren regionalen Kooperation zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich. Verschiedene Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheitssituation in Deutschland in den kommenden Jahren unkritisch scheint. Allerdings trübt sich das Bild bei einer länderübergreifenden Betrachtung der sogenannten PLEF-Region (Pentalaterales Energieforum mit Deutschland, Österreich, Frankreich, Benelux und der Schweiz). Insbesondere die angespannte Versorgungssituation in Frankreich kann zu einer kritischen Versorgungslage in der PLEF-Region führen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung daher, sich mit den daraus drohenden Konsequenzen für die Versorgungssicherheit in Deutschland auseinanderzusetzen.

Preiswürdigkeit der Energie weiter im Griff behalten

38. Im Monitoring-Bericht befasst sich die Bundesregierung mit Preisentwicklungen verschiedener Energieträger und deren Auswirkungen in den Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie. Die Expertenkommission teilt die Auffassung der Bundesregierung, dass besonders die **exogenen Entwicklungen auf den Rohstoffmärkten zu Kostenentlastungen** in allen Sektoren geführt haben (vgl. Kapitel 7).

39. Auch in diesem Berichtsjahr führt die Expertenkommission den Indikator der **elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung** fort (vgl. Kapitel 7.2). Dieser Indikator weist im Vergleich zu sektoralen Strompreisen eine gewisse Neutralität gegenüber Verteilungsfragen auf. Die Zeitreihe zur elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung mit ihren wesentlichen Komponenten ist in Tabelle 2 dargestellt.

40. Bei einer ersten Analyse lässt sich feststellen, dass die **Ausgaben im Vergleich zum Vorjahr um ca. 0,9 Mrd. Euro gesunken** sind. Wesentlichen Einfluss auf diese Entwicklung haben Berichtigungen der für die Vorjahre zu hoch angesetzten Offshore-Umlage nach EnWG § 17f. Allerdings dürfte diese Entlastung nur von vorübergehender Natur sein. Sowohl die Offshore-Umlage als auch andere Umlagen bzw. Ausgabepositionen werden in den kommenden Jahren wohl ansteigen. Dazu gehören auch die Auszahlungen für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz gefördert sind. Im Bereich der Netzentgelte lässt sich für das Jahr 2015 eine Stabilisierung erkennen, die sich aber in den kommenden Jahren kaum fortsetzen wird. Eine Senkung der Erlösobergrenzen auf Verteilnetzebene im Jahr 2015 wird weitestgehend durch steigende Übertragungsnetzkosten im gleichen Jahr kompensiert. Auf Ebene der Übertragungsnetze sind in den kommenden Jahren weitere Kostensteigerungen durch Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen, die Vorhaltung verschiedener Reserven (Netzreserve nach § 13d EnWG, Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG, Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG und Netzstabilitätsanlagen nach § 13k EnWG), die Erdverkabelung und den Netzausbau allgemein absehbar. Auch auf Verteilnetzebene ist in den nächsten Jahren mit weiteren Netzentgelterhöhungen zu rechnen (E-Bridge/IAEW/OFFIS, 2014). In welchem Umfang die unlängst von der Bundesnetzagentur gesenkten Eigenkapitalzinssätze diese Steigerungen dämpfen, ist momentan noch nicht absehbar.

Tabelle 2: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
	Mrd. Euro					
Gesamtausgaben [1]	**60,9**	**63,6**	**64,3**	**71,0**	**70,3**	**69,4**
Staatlich induzierte Elemente	**17,2**	**23,0**	**23,3**	**30,0**	**32,3**	**31,3**
Stromsteuern [2]	6,4	7,2	7,0	7,0	6,6	6,6
Konzessionsabgaben [3]	2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0
EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten) [4]	8,3	13,4	14,0	19,8	22,3	22,0
KWKG [5]	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Umlagen (§ 17F, § 18 ENWG) [6]	-	-	-	0,7	0,8	0,0
Staatlich regulierte Elemente	**16,9**	**17,6**	**19,0**	**21,2**	**21,4**	**21,4**
Netzentgelte Übertragungsnetz [7]	2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5
Netzentgelte Verteilnetz [8]	14,7	15,4	16,4	18,2	18,3	17,9
Marktgetriebene Elemente	**26,8**	**23,1**	**22,0**	**19,8**	**16,6**	**16,8**
Marktwert EEG-Strom [9]	3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7
Erzeugung und Vertrieb [10]	23,3	18,6	17,2	15,6	12,5	12,0

*teilweise vorläufig

Quelle und Legende: Vgl. Kapitel 7

41. Schließlich ist zu erkennen, dass die **marktbasierten Ausgabenelemente**, Kern des „Strommarkt 2.0“, auf niedrigem Niveau verharren. Der Trend sinkender Erlöse im Bereich der konventionellen Erzeugung setzt sich fort. An dieser Stelle weist die Expertenkommission wiederholt darauf hin, dass diese Situation nicht dauerhaft bestehen kann (vgl. EWK, 2012, 2014a, 2014b). Mittel- bis langfristig müssen sich höhere Preise an den Stromgroßhandelsmärkten einstellen, um den benötigten konventionellen Kraftwerken ein wirtschaftliches Auskommen zu ermöglichen. Zwar würde damit auch eine sinkende EEG-Umlage einhergehen, aber letztendlich führen steigende Stromgroßhandelspreise insgesamt zu steigenden Letztverbraucherausgaben. Dass die derzeitige Situation nicht nachhaltig ist, lässt sich den umfangreichen Wertberichtigungen der Kraftwerksbetreiber entnehmen (vgl. Kapitel 7).

42. Der **Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am (nominalen) Bruttoinlandsprodukt** ist von 2,4 % im Jahr 2014 auf 2,3 % im Jahr 2015 leicht gesunken. Auch bei einer absoluten Betrachtung der Ausgaben lässt sich ein leichter Rückgang der Ausgaben um knapp 1 Mrd. Euro im Jahr 2015 konstatieren. Die Expertenkommission verbucht diese Entwicklung auch als ein Ergebnis der EEG-Reform des Jahres 2014, die die Kostendynamik im Strombereich gebremst hat. Allerdings ist diese Stabilisierung der Gesamtausgaben nach Auffassung der Expertenkommission voraussichtlich nur vorübergehend. Es zeichnen sich nicht nur bei der EEG-Umlage weitere Kostensteigerungen ab, sondern insbesondere auch bei den Stromnetzen. Der von der Bundesregierung verwendete Indikator aus der Summe von Großhandelsstrompreisen und EEG-Umlage ist nicht zielführend für eine Trendbewertung der Kosten der Energiewende im Strombereich.

43. Der beträchtliche Umfang **außerordentlicher Kraftwerksabschreibungen** in Deutschland und Europa aufgrund des Preisverfalls auf den Großhandelsmärkten deutet zudem darauf hin, dass die Letztverbraucher momentan nicht die vollen Kosten der Elektrizitätsversorgung bezahlen. Wenn dargebotsunabhängige Kraftwerksleistung notwendig für eine dauerhaft gesicherte Elektrizitätsversorgung ist, kann ein solcher Zustand nur vorübergehender Natur sein. Mittelfristig ist also von steigenden Letztverbraucherausgaben auszugehen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

44. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt ist **der Anteil der Letztverbraucherausgaben im Verkehr** von 2,8 % im Jahr 2014 auf 2,4 % im Jahr 2015 deutlich gesunken. Energiewendebedingte Mehrkosten im Verkehrsbereich fallen nach wie vor nicht ins Gewicht. Die **Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen** blieben den Berechnungen der Expertenkommission zufolge im Vergleich zum Vorjahr fast unverändert bei einem relativen Anteil von 3,0 % am Bruttoinlandsprodukt. Die aufgrund der internationalen Preisentwicklung zurückgegangenen Brennstoffausgaben wurden durch einen Anstieg der Ausgaben für Effizienzmaßnahmen kompensiert.

45. Die Stellungnahme der Expertenkommission befasst sich auch mit den **Energiestückkosten deutscher Unternehmen** im internationalen Vergleich. Die durchschnittlichen Energiestückkosten liegen im Verarbeitenden Gewerbe weiterhin unter dem europäischen Durchschnitt. Aus der Abbildung 5 wird auch deutlich, dass die Energiekostenbelastung insbesondere durch den Rückgang der fossilen Brennstoffpreise bei allen Energieträgern mit der Ausnahme beim Strom gesunken ist. Im Energiewendekontext sind aber die Elektrizitätsstückkosten besonders interessant, da die Energiepolitik auf sie einen hohen Einfluss ausübt. Hier nahm die Belastung in Deutschland gegenüber dem europäischen Durchschnitt im Zeitraum von 2008 bis 2015 zu (vgl. Abbildung 6). Während die Elektrizitätsstückkosten der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland seit 2011 im Durchschnitt um ca. 5 % gestiegen sind, ist in Europa ein Rückgang um ca. 2 % zu verzeichnen. Im Verarbeitenden Gewerbe liegen im Jahr 2015 nur noch in der deutschen Metallerzeugung und -verarbeitung sowie im deutschen Fahrzeugbau die Stromstückkosten unter EU28-Niveau. Sofern also (deutsche) Sektoren stark von Strom abhängig sind und weniger von fossilen Energieträgern, so kam die Entlastungswirkung aus dem Preisverfall bei den fossilen Energieträgern nicht bei diesen an. Für solche Firmen wird der finanzielle Handlungsspielraum sogar trotz niedriger fossiler Brennstoffpreise eingeschränkt.

Abbildung 5: Index (2011=100) der energieträgerspezifischen Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe

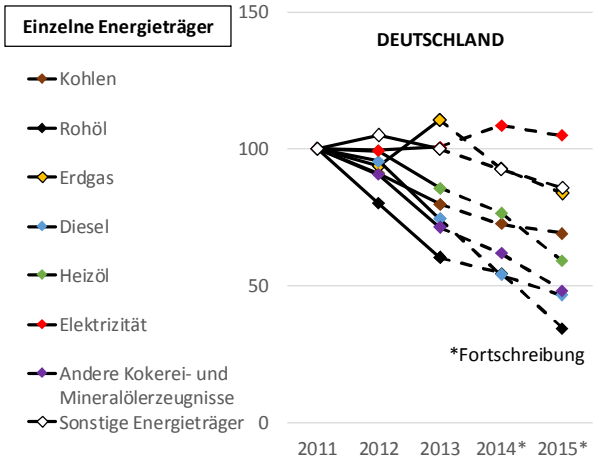
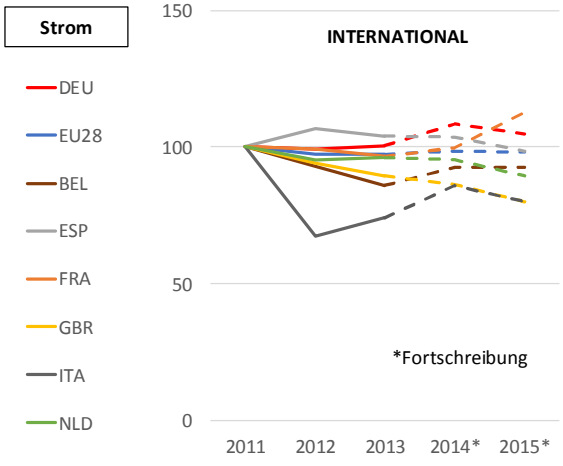


Abbildung 6: Index (2011=100) der Stromstückkosten in Deutschland, in der EU28 und in ausgewählten EU-Ländern



Quelle: Eigene Berechnungen

46. Aus Sicht der Expertenkommission stellt die überwiegend arbeitspreisbasierte **Erhebung von staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteilen** ein Hemmnis für verbrauchsseitige Flexibilitäten und die Sektorkopplung dar. Dieser Sachverhalt ist insbesondere im Bereich der Netzentgelte und der EEG-Umlage von Bedeutung. Damit die Technologien der Sektorkopplung wettbewerbsfähig werden, muss die Finanzierung an-

reizkompatibel umgestaltet werden. Die aktuelle Tendenz, einzelne Technologien durch gezielte Ausnahmetatbestände bei der Umlagesystematik zu fördern, gefährdet nach Auffassung der Expertenkommission perspektivisch die Akzeptanz der Energiewende.

Chance der Digitalisierung nutzen

47. Die Digitalisierung ist ein zentrales Zukunftsthema. Die global zu beobachtende Transformation mittels Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) ist so bedeutsam, dass von der Digitalisierung als der 4. Stufe der industriellen Revolution gesprochen wird. Gerade für die Energiewirtschaft ist das Thema richtungweisend. Die Expertenkommission kommt zu dem Schluss, dass Deutschlands Erfolg bei der Energiewende und im Klimaschutz auch davon abhängen wird, inwieweit die **erforderlichen Infrastrukturen für die Digitalisierung in den kommenden Jahren zügig ausgebaut** und die damit verbundenen Risiken glaubwürdig kontrolliert werden können (vgl. Kapitel 8).

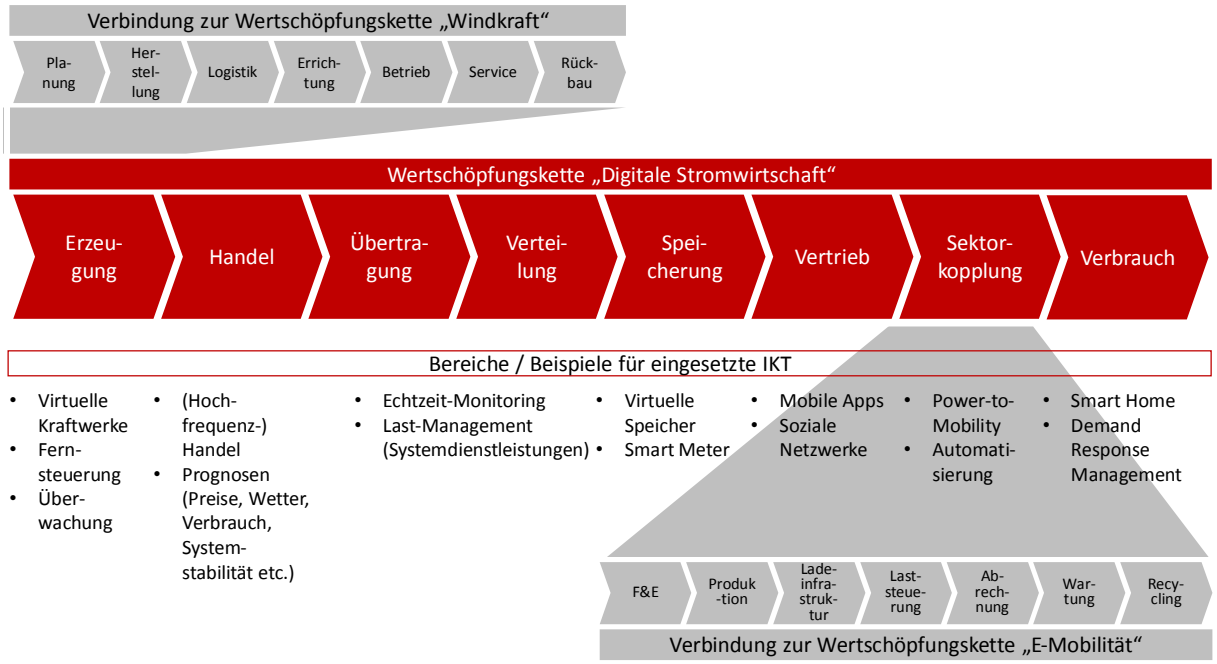
48. Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte ebenso wie durch die Dezentralität der Energiewende hat die Anzahl der Akteure stark zugenommen. Dabei sind Funktions- und Informationsketten, die in der Vergangenheit innerhalb eines Unternehmens angesiedelt waren, heute häufig auf mehrere Beteiligte verteilt. Teilweise sind auch neue Marktrollen entstanden. Dies wird durch die Digitalisierung noch verstärkt. Die Verteilung auf viele Akteure verlangt nach klaren und eindeutigen Schnittstellen zwischen den Akteuren. Dies ist bislang nicht ausreichend gewährleistet. Hier sind, ebenso wie im Bereich des Datenschutzes, effiziente und effektive Regelungen einzuführen. Dies ist nicht zuletzt für die **Entwicklung und Erschließung neuer datenbasierter Geschäftsmodelle** erforderlich. Hierzu zählen kundenorientierte Ansätze wie die Entwicklung last- und zeitabhängiger Tarife, der Einsatz und die Steuerung von virtuellen Kraftwerken, Smart Home-Anwendungen oder Energieeffizienzanwendungen in der Fläche ebenso wie unternehmensbezogene Ansätze, z. B. die datengestützte Optimierung der Instandhaltung von Erzeugungsanlagen und Netzinfrastrukturen.

49. Für den Strommarkt hat die Digitalisierung nach Ansicht der Expertenkommission das Potential, Energieangebot und -nachfrage zu flexibilisieren und Lastspitzen abzumildern. Davon sind erhebliche wirtschaftliche Vorteile zu erwarten. Für die junge Branche der digitalen Stromwirtschaft macht die Expertenkommission einen **Vorschlag für ein Gründungs-Monitoring**, das für den Monitoring-Prozess dauerhaft umsetzbar wäre.

50. Wegen der besonderen **Bedeutung der Digitalisierung für die Wertschöpfung**, wird in diesem Kapitel zunächst ein Grundverständnis für Wertschöpfungsketten im Strommarkt und deren Digitalisierung erarbeitet. Die Wertschöpfungsstufen in der digitalen Stromwirtschaft (Erzeugung, Handel, Übertragung, Verteilung, Speicherung, Vertrieb, Sektorkopplung und Verbrauch) werden durch IKT unterstützt und sind eingebettet in ein Geflecht von vor- und nachgelagerten Ketten (vgl. Abbildung 7). Darauf aufbauend wird eine Metrik vorgeschlagen, mit der der Stand der Digitalisierung und die Wertschöpfungsbeiträge für den Strommarkt insgesamt und für jede Wertschöpfungsstufe abgeschätzt werden können.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 7: Wertschöpfungskette „Digitale Stromwirtschaft“ sowie zwei Beispiele für vor- und nachgelagerte Wertschöpfungsketten



Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassende Empfehlungen

51. Die Erreichung zentraler Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung für das Jahr 2020 ist aus heutiger Sicht unwahrscheinlich. Um die Glaubwürdigkeit der Energiewende zu erhalten, gibt die Expertenkommission der Bundesregierung in ihrer diesjährigen Stellungnahme eine Reihe von **Empfehlungen**: Damit ein stabiler und langfristiger Rahmen für die Transformation des Energiesystems gesetzt wird, sollte eine allgemeine CO_2-Bepreisung als Leitinstrument eingeführt werden. Zur Gestaltung des Klimaschutzes ist auch eine Fortschreibung und Vervollständigung des Zieltableaus des Energiekonzepts für das Jahr 2030 notwendig. Dabei ist der Effizienz durch ein konsequentes „Think Efficiency“ die richtige Bedeutung zu geben. Der Verkehr sollte nicht zu eng gedacht werden, sondern im Kontext einer Verkehrswende sind die Verkehrsprobleme umfassend zu adressieren. Die erneuerbare Stromerzeugung ist strategisch weiterzuentwickeln, um einen stärkeren Anreiz zur Markttransformation zu leisten. Die elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur spielt eine zentrale Rolle in der Energiewende und ist durch zügigen Netzausbau und eine Weiterentwicklung der Netzbepreisung zukunftsfest zu machen. Bei all diesen Anstrengungen sollte darauf geachtet werden, die Preiswürdigkeit der Energie weiter im Griff zu behalten, denn mittelfristig ist von steigenden Letztverbraucherausgaben auszugehen. Neben Risiken bietet die Energiewende auch große Chancen, etwa im Kontext der Digitalisierung. Deutschlands Erfolg bei der Energiewende und im Klimaschutz wird aus Sicht der Expertenkommission auch davon abhängen, inwieweit diese Chancen genutzt werden.

52. Die Expertenkommission hat zudem in den letzten Jahren verschiedene Vorschläge für eine Verbesserung des Monitorings der Energiewende vorgelegt. Ziel ist es, ein konsistentes Indikatorensystem zu entwickeln, mit dessen Hilfe das komplexe Bündel von politischen Zielsetzungen, Maßnahmen und Wirkungen der Energiewende

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

abgebildet und handlungsleitend bewertet werden kann. Einige Vorschläge sind von der Bundesregierung aufgegriffen worden, andere Vorschläge sind hingegen bisher noch nicht adressiert worden. Daher sollte insbesondere die Berücksichtigung **folgender Empfehlungen aus vorangegangenen Stellungnahmen** geprüft werden:

- Überarbeitung des Punktesystems zur Zielerreichung (vgl. Kapitel 1 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 1),
- Entwicklung von Leitindikatoren (vgl. Kapitel 1 in EWK, 2014a),
- evidenzbasierte Evaluation von Maßnahmen, insbesondere mit einer Unterscheidung endogener und exogener Entwicklungen (vgl. Kapitel 3 in EWK, 2014b; vgl. Kapitel 1),
- Ausweitung der Analysen für den Zeithorizont bis 2030 unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 2),
- Möglichkeit zur Stilllegung von Emissionsrechten (vgl. Kapitel 4 in EWK, 2014b; vgl. Kapitel 2),
- Anwendung der Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 3) inklusive des Aufbaus von Statistiken und Erhebungen für die unterschiedlichen Aspekte der Energieeffizienz,
- die geeignete Institutionalisierung des NAPE-Monitorings (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015),
- wissenschaftliche Analysen zu Rebound-Effekten im Personenverkehr (vgl. Kapitel 6 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 4),
- vertiefte Untersuchung der Möglichkeiten zur Sektorkopplung (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 5),
- Weiterentwicklung der Indikatoren zur Versorgungssicherheit (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2015 und Kapitel 6 in EWK, 2014a; vgl. Kapitel 6),
- verbesserte Leistungsbilanzierung zur Versorgung mit Elektrizität (vgl. Kapitel 6 in EWK, 2012 und Kapitel 6 in EWK, 2014a; vgl. Kapitel 6),
- Verbesserungen beim Netzausbau und der Netzbepreisung (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 6),
- Anwendung der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2012, Kapitel 7 in EWK, 2014a, Kapitel 11 in EWK, 2014b und Kapitel 8 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 7),
- stärkere Berücksichtigung von Energiestückkosten, auch indirekter Energiestückkosten, sowie insbesondere internationale Vergleiche der direkten Energiestückkosten (vgl. Kapitel 8 in EWK, 2015 und Kapitel 11 in EWK, 2014b; vgl. Kapitel 7),
- Betrachtung gesamtwirtschaftlicher Auswirkungen (vgl. Kapitel 12 in EWK, 2014b und Kapitel 9 in EWK, 2015),
- umfangreichere Berücksichtigung von Verteilungskonflikten (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2014a und Kapitel 9 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 7),
- Entwicklung einer umfassenden Innovationsindikatorik (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2014b),
- Berücksichtigung von Indikatoren zu Umweltwirkungen (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2012 und Kapitel 5 in EWK, 2014a)
- sowie Berücksichtigung der Akzeptanz der Energiewende (vgl. Kapitel 13 in EWK, 2014b).

Die Expertenkommission steht hierzu für einen konstruktiven Dialog mit der Bundesregierung gerne zur Verfügung

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Stellungnahme

0 Vorwort

1. Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ kommentiert den fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Der Monitoring-Prozess dient der Überprüfung des Fortschritts bei der Erreichung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung und des Umsetzungsstandes der entsprechenden Maßnahmen, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Dazu bestellte die Bundesregierung im Oktober 2011 eine unabhängige Expertenkommission mit vier Energiewissenschaftlern, welche die von den Ministerien zu erstellenden jährlichen Monitoring-Berichte bzw. dreijährlichen Fortschrittsberichte begutachten und kommentieren soll. Die Monitoring-Berichte liefern im Schwerpunkt einen faktenbasierten Überblick zur Energiewende, während die Fortschrittsberichte eine umfangreichere Analysekomponente enthalten und ggf. Maßnahmen vorschlagen, um Hemmnisse bei der Zielerreichung zu überwinden. Zum aktuellen Berichtsjahr 2015 wurde ein faktenbasierter Monitoring-Bericht vorgelegt.

2. Die diesjährige Stellungnahme der Expertenkommission bezieht sich auf den Entwurf des fünften Monitoring-Berichts, der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) am 21.11.2016 zur Verfügung gestellt wurde bzw. für das Verkehrskapitel am 23.11.2016. Der Monitoring-Bericht befand sich zu diesem Zeitpunkt noch in der Ressortabstimmung. Wir danken dem BMWi für die Bemühung einer möglichst frühzeitigen Übermittlung des Berichts.

3. Im Rahmen des diesjährigen Monitoring-Prozesses fanden zahlreiche Treffen mit Vertretern des BMWi, der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Umweltbundesamtes (UBA) statt. Im Juni und im Oktober 2016 kam es zudem zu einem gesonderten Informationsaustausch zwischen der Expertenkommission und Vertretern des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) und des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). In diesen Treffen wurde Raum gegeben, geplante politische Instrumente der Bundesregierung zu diskutieren und Fragen der Expertenkommission nachzukommen. Der Informationsaustausch wurde in diesem Jahr flankiert durch die umfangreiche Bereitstellung aktueller Studien im Auftrag der Bundesregierung sowie durch Gespräche im Bundeskanzleramt und im Deutschen Bundestag. Unser Dank gilt allen Gesprächspartnern, insbesondere unseren Ansprechpartnern aus den Ministerien und den Bundesbehörden, für die konstruktive Zusammenarbeit.

4. Die „10-Punkte-Energie-Agenda“ des BMWi stellt das zentrale Vorhaben der Bundesregierung zur Energiewende in der 18. Legislaturperiode dar. Im fünften Monitoring-Bericht wird dazu einleitend ein Überblick gegeben. Zweifellos besteht aber auch nach der Umsetzung der „10-Punkte-Energie-Agenda“ erheblicher Handlungsbedarf zur Erreichung der Energiewendeziele. Obwohl in diesem Jahr ein faktenorientierter Monitoring-Bericht der Bundesregierung kommentiert wird und nicht ein perspektivisch ausgerichteter Fortschrittsbericht, hat sich die Expertenkommission daher entschieden, ihre Stellungnahme anhand von acht programmatischen und zukunftsgerichteten Leitsätzen zu strukturieren. Damit will die Expertenkommission ihren Beitrag dazu leisten, die nächste Phase der Energiewende erfolgreich zu gestalten, zumal die aus ihrer Sicht notwendigen und wichtigen Weichenstellungen in kurzer bis mittlerer Frist anstehen.

5. Die während des Monitoring-Prozesses aufgeworfenen Fragen und angeregten Themen wurden in dieser Stellungnahme aufgegriffen. Ein besonderer Schwerpunkt in diesem Jahr gilt dem Verkehrssektor, der im Sinne einer Verkehrswende und des gewählten programmatischen Leitsatzes „nicht zu eng gedacht“ werden sollte. Besonders aktuelle Querschnittsthemen zur Energieeffizienz („Think Efficiency“), zur Sektorkopplung und zur Di-

gitalisierung werden in jeweils eigenen Abschnitten und Kapiteln behandelt. Daneben werden auch bei etablierten Themen wie der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder der Preiswürdigkeit der Energieversorgung neue Impulse gesetzt. Alle Empfehlungen dienen dazu, die Glaubwürdigkeit der Energiewende aufrecht zu erhalten.

6. Mit Blick auf das Kapitel zur Digitalisierung bedanken wir uns bei Herrn Prof. Dr. Orestis Terzidis und seinem wissenschaftlichen Mitarbeiter Markus Lau. Auf Basis ihrer Arbeit macht die Expertenkommission für die junge Branche der digitalen Stromwirtschaft einen Vorschlag für ein Gründungs-Monitoring, das für den Monitoring-Prozess dauerhaft umsetzbar wäre.

7. Weiterhin war der Vorsitzende der Expertenkommission Mitglied im „Forschungsforum Energiewende“ beim Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und im Kuratorium des Akademieprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften und der Deutschen Akademie der Technikwissenschaften acatech. Die Expertenkommission steht mit ESYS und der acatech im Austausch und prüft die Möglichkeiten eines internationalen Monitorings der Energiewenden in verschiedenen Ländern.

8. Die vorliegende Stellungnahme hätte die Expertenkommission nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Oliver Kaltenegger, Martin Baikowski, Roland Kube, Dr. Jörg Lingens und Madeline Werthschulte von der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, Lars Dittmar, Lisa Marina Koch und Fernando Oster vom Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin, Maike Schmidt, Anna-Lena Fuchs, Henning Jachmann, Tobias Kelm und Jochen Metzger vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart, sowie Andreas Prahl und Eike Karola Velten vom Ecologic Institut, Berlin.

9. Fehler und Mängel dieser Stellungnahme gehen allein zu Lasten der Unterzeichner.

Berlin, Münster, Stuttgart, 14. Dezember 2016

Georg Erdmann

Andreas Löschel

Frithjof Staiß

Hans-Joachim Ziesing

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Inhalt

0 Vorwort i

Inhalt iii

Abbildungen v

Tabellen vii

1 Glaubwürdigkeit der Energiewende erhalten 1

1.1 Einleitung 2

1.2 Bestandsaufnahme Energiewende 2015: Bewertung zentraler Ziele 2

1.3 Trend-Bewertung der Zielerreichung 7

1.4 Gründe für erwartbare Zielerreichungen und Zielverfehlungen 11

2 Klimaschutz gestalten 15

2.1 Klimaschutzziele für das Jahr 2030 16

2.2 Energiebezogene Zielsetzungen für das Jahr 2030 20

2.3 Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 24

2.4 Langfristige Ziele bis 2050 31

2.5 Budgets als alternativer Ansatz zur Erreichung der Klimaziele 32

3 Effizienz die richtige Bedeutung geben 35

3.1 Effizienzziele 36

3.2 Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz 38

3.3 „Efficiency First“ als Leitprinzip 40

3.4 Energieeffizienz im Gebäudebereich 44

3.5 Schlussgedanke 48

4 Verkehr nicht zu eng denken 49

4.1 Negative Wirkungen 52

4.2 Handlungsfelder 56

4.3 Ökonomisch sinnvolle Bepreisung im Straßenverkehr 63

4.4 Schlussbetrachtung 66

5 Erneuerbare Stromerzeugung strategisch weiterentwickeln 69

5.1 Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien 70

5.2 Diskussion der Ausbaukorridore der erneuerbaren Stromerzeugung 74

5.3 Diskussion der Kostenentwicklung 78

5.4 Sektorkopplung 82
5.5 Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien außerhalb der EEG-Förderung 87
6 Elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur zukunftsfest machen 91
6.1 Verzögerungen und Kosten des Netzausbaus 92
6.2 Kosten für Systemdienstleistungen 95
6.3 Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik 98
6.4 Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft 101
7 Preiswürdigkeit der Energie weiter im Griff behalten 109
7.1 Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr 111
7.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen 113
7.3 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung 116
7.4 Die verborgenen Kosten der Vorhaltung von Kraftwerksleistung 119
7.5 Stromnetzentgelte 121
7.6 EEG-Umlage 127
7.7 Effekte der Preisänderung bei heterogenen Haushalten 129
7.8 Energiestückkosten 131
8 Chance der Digitalisierung nutzen 139
8.1 Wertschöpfung im Digitalen Strommarkt 141
8.2 Datenflüsse 144
8.3 Datenbasierte Geschäftsfelder 147
8.4 Unternehmensgründungen 149
9 Literaturverzeichnis 153

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildungen

Abbildung 1: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2020 3

Abbildung 2: Entwicklung der Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2015 nach Energieträgern 4

Abbildung 3: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2015 5

Abbildung 4: Einschätzung der Expertenkommission zur Zielerfüllung 8

Abbildung 5: Trend und Prognoseintervalle für die Indikatoren „Wärmebedarf Gebäude“ (temperaturbereinigt) und „Primärenergieverbrauch“ 10

Abbildung 6: Trend und Prognoseintervalle für den Indikator „Treibhausgasemissionen“ 11

Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Treibhausgasemissionen in verschiedenen Szenarien und prozentuale Minderung gegenüber 1990 18

Abbildung 8: Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015 23

Abbildung 9: Entwicklung Endenergieverbrauch und Zielerreichung 2020 37

Abbildung 10: „Think Efficiency“: Hohe Bedeutung bei gleichzeitiger Überprüfung anhand von ökonomischen, ökologischen, sozialen und systemischen Kriterien 41

Abbildung 11: Gesamter Endenergieverbrauch im Verkehr in Projektionen und Szenarien für 2030 51

Abbildung 12: Belastung der Bevölkerung durch Verkehrslärm nach Umgebungslärmrichtlinie 54

Abbildung 13: Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche 55

Abbildung 14: Lebensdauer der seit August 2014 stillgelegten Windenergieanlagen an Land (Minimum, 1. Quartil, Median, 3. Quartil, Maximum, Mittelwert) 77

Abbildung 15: Entwicklung des Nettozubaus im Bereich Windenergie an Land bei einer unterstellten Lebensdauer von 20 Jahren 77

Abbildung 16: Entwicklung der elektrischen Eingangsleistung der Wasserstoff- und wenn vorhanden der Synthesegasproduktionskapazität (SNG) in Deutschland 85

Abbildung 17: Entwicklung des Aufkommens von Strom aus erneuerbaren Energien nach Vermarktungsform 88

Abbildung 18: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG 93

Abbildung 19: Ursprungspfad und angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach BBPlG 94

Abbildung 20: Abregelungen erneuerbarer Anlagen 97

Abbildung 21: Schematische Darstellung der „Loss of Load Probability“ (LOLP) 105

Abbildung 22: Treibstoffabsatz in Energieeinheiten 112

Abbildung 23: Letztverbraucherausgaben in Mrd. Euro (ohne MwSt.) 113

Abbildung 24: Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen 114

Abbildung 25: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen 115

Abbildung 26: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt 118

Abbildung 27: Außerplanmäßige Abschreibungen auf Erzeugungsanlagen großer Versorger in Deutschland . 120

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 28: Spezifische außerplanmäßige Abschreibungen auf Erzeugungsassets ausgewählter Kraftwerksbetreiber 121

Abbildung 29: Durchschnittliche Strom-Netzentgelte nach Verbrauchergruppen 123

Abbildung 30: Mehrkosten der vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen und des Einspeisemanagements in ct/kWh nach Bundesländern 126

Abbildung 31: Anteil an EEG-umlagepflichtigem Letztverbrauch und gezahlter EEG-Umlage nach Verbrauchergruppen in 2015 128

Abbildung 32: Internationale Energiestückkosten (total) in Deutschland, EU sowie in ausgewählten EU-Ländern 2008-2015 136

Abbildung 33: Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe 2008 und 2015 137

Abbildung 34: Index (2011=100) der energieträgerspezifischen Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe 137

Abbildung 35: Index (2011=100) der Stromstückkosten in Deutschland, in der EU28 und in ausgewählten EU-Ländern 137

Abbildung 36: Stromstückkosten im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland und in der EU 2008 und 2015 138

Abbildung 37: Wertschöpfungskette „Digitale Stromwirtschaft“ sowie zwei Beispiele für vor- und nachgelagerte Wertschöpfungsketten 142

Abbildung 38: Beispielhafte Darstellung der Datenherkunft (rot) und des Datenbedarfs (blau) von Akteuren im Strommarkt 145

Abbildung 39: Filterschritte zur Identifikation der Energy Startups 150

Abbildung 40: Zusammensetzung und Entwicklung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ nach Technologielinien 151

Abbildung 41: Zusammensetzung und Entwicklung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ nach Wirtschaftsklassen 152

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Tabellen

Tabelle 1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland: Ist 1990 bis 2015 und Ziel bis 2020 6

Tabelle 2: Internationale Energiepreise 2015 – Prognose und Wirklichkeit 12

Tabelle 3: Treibhausgasemission in Deutschland im Jahr 2030 nach dem Vorschlag der EU-Kommission vom Juli 2016....17

Tabelle 4: Emissionen und Minderung nach Handlungsfeldern im Jahr 2030 in Mio. t CO_2 und prozentual gegenüber 1990 bzw. 2014 20

Tabelle 5: Vergleich verschiedener Szenarien mit den quantitativen Zielen des Energiekonzeptes der Bundesregierung für das Jahr 2030 21

Tabelle 6: Mittel- und langfristige THG-Minderungsziele 33

Tabelle 7: Zusammenführen von Belastungsdimensionen und Handlungsfeldern 63

Tabelle 8: Durchschnittliche Leistungspreise für Regelenergie in Deutschland 84

Tabelle 9: Methodenvergleich von Studien zur Versorgungseinheit 104

Tabelle 10: Ausgewählte Ergebnisse der PLEF-, Consentec/r2b- und MAF-Studie für die Jahre 2015 und 2020 107

Tabelle 11: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität 117

Tabelle 12: Belastung von Haushaltskunden durch Netzentgelte 124

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

1 Glaubwürdigkeit der Energiewende erhalten

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission teilt im Wesentlichen die datenbasierten Aussagen des Monitoring-Berichts zur Entwicklung der im Energiekonzept festgehaltenen Zielgrößen. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass es im Hinblick auf die Zielerreichung signifikante Unterschiede zwischen der zumeist positiven Bewertung der erneuerbaren Energien auf der einen und der unbefriedigenden Entwicklung von Energieverbrauch und Energieeffizienz auf der anderen Seite gibt. Die Expertenkommission verkennt nicht, dass die Bundesregierung eine Vielzahl von Maßnahmen eingeleitet und teilweise umgesetzt hat. Sie hält es aber für nötig zu evaluieren, ob und wie weit die bisher umgesetzten und geplanten Maßnahmen einen Beitrag für eine erfolgreiche Energiewende zu leisten in der Lage sind. Der empirische Befund lässt daran jedenfalls erhebliche Zweifel zu.

Die Expertenkommission begrüßt es, dass die Bundesregierung bei vielen Zielgrößen auf den erheblichen Handlungsbedarf hinweist. Sie hätte sich aber gewünscht, dass daraus auch die entsprechenden umsetzungsorientierten Schlussfolgerungen gezogen würden. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwartende Verfehlung des zentralen Ziels der Treibhausgasemissionsminderung um 40 % bis 2020. Dazu müssten die Emissionen von 2015 bis 2020 jedes Jahr um 3,8 % bzw. um fast 32 Mio. t reduziert werden – ein Mehrfaches dessen, was in der Vergangenheit bisher realisiert werden konnte. Beispielsweise belief sich der Rückgang in den vergangenen fünf Jahren lediglich auf 0,7 % bzw. 5,2 Mio. t pro Jahr. Ausgeschlossen erscheint eine Zielerreichung auch im Verkehr, dessen Entwicklung bisher dem Ziel diametral entgegenläuft, sowie bei der Endenergieproduktivität, die zwar bezogen auf 2008 jährlich um 2,1 % steigen sollte, bisher allerdings lediglich 1,3 % erreicht hat. Um noch das Ziel für 2020 zu erreichen, wäre sie gegenüber 2015 mindestens um 3,2 % pro Jahr zu erhöhen. Es zeigt sich, dass die Schrittgeschwindigkeit durch entsprechendes Handeln erheblich gesteigert werden muss.

Die Expertenkommission rät der Bundesregierung, offensiv mit der Frage der absehbaren Zielverfehlung hinsichtlich der Treibhausgasemissionen umzugehen und nicht den Eindruck zu erwecken, dass sie das Ziel mit den aktuellen Programmen in der verbleibenden Zeit bis 2020 noch für erreichbar hält, zumal die aus Sicht der Expertenkommission einzige auf kurze Frist geeignete Option einer Minderung der Kohleverstromung von der Bundesregierung offenbar ausgeschlossen wird. Natürlich wären dabei die regional- und sozialpolitischen Folgen sowie die Interaktion mit dem europäischen Emissionshandel zu beachten.

Die Expertenkommission räumt ein, dass auch exogene Einflussfaktoren, d. h. von der Bundesregierung nicht beeinflussbare Faktoren, die Zielerreichungen erschweren. Dazu zählt neben den demographischen Veränderungen v. a. die internationale Energiepreisentwicklung mit ihrem starken Preisverfall, der die Anreize für effizienzsteigernde Investitionen dämpft und die Wirksamkeit der getroffenen Maßnahmen weiter begrenzt. Hinzu kommen Veränderungen der Preisrelationen zu Lasten der emissionsärmeren Energieträger. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung erneut, eine Untersuchung über die quantitativen Wirkungen dieser und anderer exogen wirkender Einflussfaktoren in Auftrag zu geben. Dabei sollte auch bedacht werden, dass bei einer erfolgreichen Umsetzung der Beschlüsse der Klimakonferenz von Paris die internationalen Energiemärkte auch mittel- und langfristig erheblich unter Preisdruck geraten werden. Ebenso wichtig ist aus Sicht der Expertenkommission darüber hinaus eine Untersuchung der Wirkungen interner, endogener Faktoren, die einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende im Wege stehen können.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

1.1 Einleitung

1. Der fünfte Monitoring-Bericht der Bundesregierung gibt einen im Wesentlichen faktenbasierten Überblick über den Stand der Umsetzung der Energiewende bis zum Jahr 2015. In ihrer zusammenfassenden Bestandsaufnahme greift die Expertenkommission dies auf, bewertet die Faktenlage aber im Hinblick auf die Zielerreichung für das Jahr 2020. Dabei wird auch der Frage nach dem Grad der Wahrscheinlichkeit möglicher Zielverfehlungen nachgegangen und es werden Überlegungen zum Einfluss exogener Faktoren auf die bisherige Entwicklung in den unterschiedlichen Bereichen angestellt.

1.2 Bestandsaufnahme Energiewende 2015: Bewertung zentraler Ziele

2. Schon in den bisherigen Monitoring-Berichten der Bundesregierung sowie der Expertenkommission wurde immer wieder festgestellt, dass die Bewertung des bisherigen Zielerreichungsgrades im Hinblick auf die differenzierten Zielwerte im Energiekonzept der Bundesregierung für das Jahr 2020 sehr gemischt ausfällt. Einige Bereiche bewegen sich durchaus auf dem Zielpfad, während andere davon noch mehr oder weniger weit abweichen oder sogar konträr zum Ziel verlaufen. Bezogen auf die beiden zentralen strategischen Ansätze zur Reduktion der Treibhausgasemissionen – Steigerung der Energieeffizienz auf der einen und Substitution der fossilen und nuklearen Energieträger durch die erneuerbaren Energien auf der anderen Seite – sind allerdings deutliche Bewertungsunterschiede erkennbar. Dies soll im Folgenden stichwortartig diskutiert werden, detailliertere Darstellungen finden sich in späteren Kapiteln zu einzelnen Sektoren:

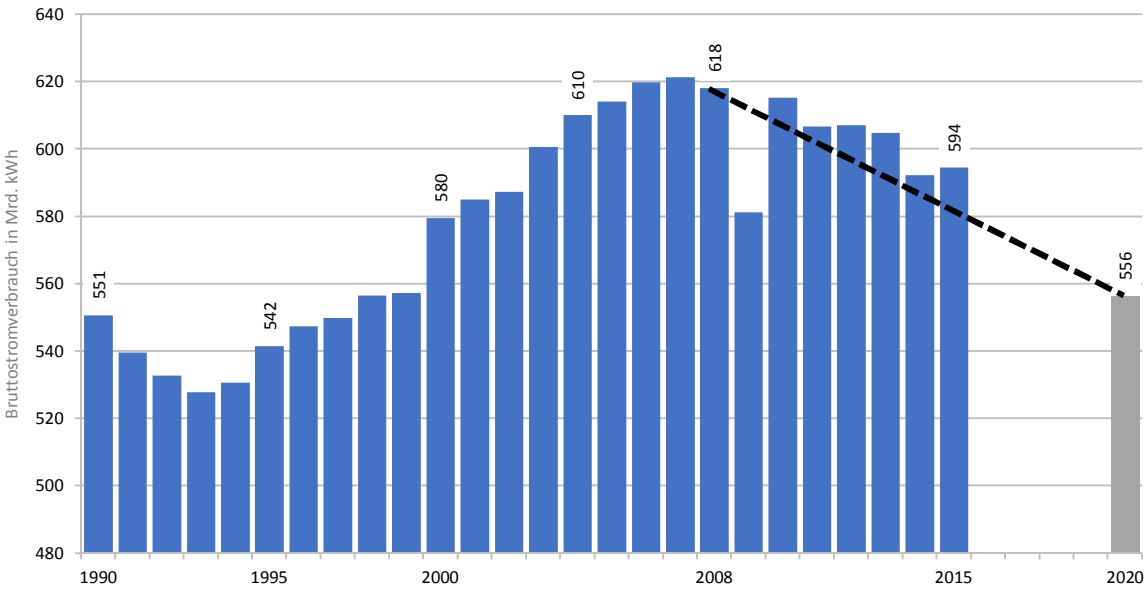
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist von der Angebotsseite her der entscheidende Faktor für die Substitution fossiler Energieträger. Bis 2020 sollen sie mindestens 35 % des Bruttostromverbrauchs decken. Aus heutiger Sicht dürfte dieses Ziel erreicht werden, denn im Jahr 2015 machte die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereits 31,5 % des gesamten Bruttostromverbrauchs aus. Das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 % zu steigern, lässt sich mit großer Wahrscheinlichkeit erreichen. Die Stromerzeugung ist dafür von erheblicher Bedeutung, aber auch die Bereitstellung thermischer erneuerbarer Energien leistet dazu einen nennenswerten Beitrag. Anders sieht es beim Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrsbereich aus. Das Ziel von 10 % dürfte bis 2020 wohl verfehlt werden, zumal der Anteil in den letzten Jahren sogar spürbar auf nur noch 5,2 % gesunken ist (vgl. Kapitel 5).
- Die Situation auf der Nachfrageseite, auf der durch Energieeinsparung und höhere Energieproduktivität ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs sowie des Endenergieverbrauchs in einzelnen Sektoren bewirkt werden soll, stellt sich wesentlich ungünstiger dar. Die Bundesregierung strebt beispielsweise an, die Endenergieproduktivität innerhalb der Periode von 2008 bis 2050 jahresdurchschnittlich um 2,1 % zu steigern. Von diesem Ziel ist Deutschland bisher allerdings weit entfernt: Im Mittel der Jahre 2008 (das Bezugsjahr für das Produktivitätsziel) bis 2015 konnte die Endenergieproduktivität pro Jahr lediglich um 1,3 % (gemessen an den Ursprungswerten) bzw. sogar nur um 1,1 % (auf Basis der temperaturbereinigten Werte) verbessert werden. Um bis 2020 noch auf den Zielpfad zurückzukehren, müsste gegenüber 2015 die jährliche Rate um den Faktor 2,4 bzw. 3,2 (auf 3,2 % pro Jahr bzw. auf 3,5 % pro Jahr) erhöht werden – eine aus heutiger Sicht auch unter Einbeziehung der inzwischen ergriffenen politischen Maßnahmen wenig wahrscheinliche Entwicklung. Für diese Erwartung sprechen beispielsweise die Entwicklungen des Energieverbrauchs in den einzelnen Endenergiesektoren.
- Im Zielsystem der Bundesregierung ist auch die Reduktion des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 gegenüber 2008 verankert. Der Bruttostromverbrauch als geeignetes Maß dafür entwickelt sich, anders als in der Vergangenheit wo er zumeist regelmäßig gestiegen ist, seit der Finanzmarktkrise mit einer leichten Tendenz

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

nach unten und war im Jahr 2015 um 3,8 % niedriger als 2008. Das entspricht einer jahresdurchschnittlichen Rate von minus 0,6 %. Um den Zielwert für 2020 noch zu erreichen, müsste er im Vergleich zu 2015 noch um weitere 6,4 % oder pro Jahr um 1,3 % zurückgehen, also etwa doppelt so stark wie in den Jahren 2008 bis 2015. Dies setzt zwangsläufig zusätzliche Aktivitäten voraus. Die Expertenkommission erkennt an, dass für die Bundesregierung nach dem fünften Monitoring-Bericht *„auch hier erhebliche zusätzliche Anstrengungen unerlässlich sind, um die durch das Energiekonzept gesteckten Ziele bis zum Jahr 2020 zu erfüllen“* (Kapitel 4 in BMWi, 2016a). Der Endenergiebedarf der Gebäude, welcher die Raumwärme, Raumkühlung und Warmwasserbereitung sowie zusätzlich den Stromverbrauch für die fest installierte Beleuchtung in Nichtwohngebäuden umfasst, ist von 2008 bis 2015 um 9,9 % (bereinigt) bzw. 11,2 % (Ursprungswerte) gesunken. Zur Erreichung des Minderungszieles für 2020 wäre danach noch eine Senkung um 11,3 % bzw. um 9,9 % nötig. Bei Betrachtung der bereinigten Werte ist die Zielerreichung noch nicht sichergestellt.

- Eine beträchtliche Zielverfehlung ist beim Endenergieverbrauch im Verkehrssektor zu erwarten, so dass auch kein sonderlicher Beitrag zur erforderlichen Senkung des gesamten Endenergieverbrauchs bis 2020 geleistet werden kann. Im Verkehrssektor soll der Energieverbrauch bis 2020 im Vergleich zu 2005 um 10 % gesenkt werden. Tatsächlich war der Verbrauch im Jahr 2015 aber sogar höher (+1,2 %) als 2005. Die Entwicklung ist in dieser Periode weitgehend getrieben von der starken Steigerung der Personen- und Güterverkehrsleistung um 8,2 % bzw. 12,1 %, was nur teilweise durch die Reduktion der spezifischen Energieverbrauchswerte kompensiert werden konnte. Signifikante Änderungen im Verkehrsverhalten wie in der Verkehrspolitik sind bisher nicht zu erkennen. Aus Sicht der Expertenkommission ist eine Erreichung des Sektorziels für 2020 weit entfernt. Hier besteht offenbar auch eine breite Übereinstimmung mit der Einschätzung der Bundesregierung selbst.

Abbildung 1: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2020



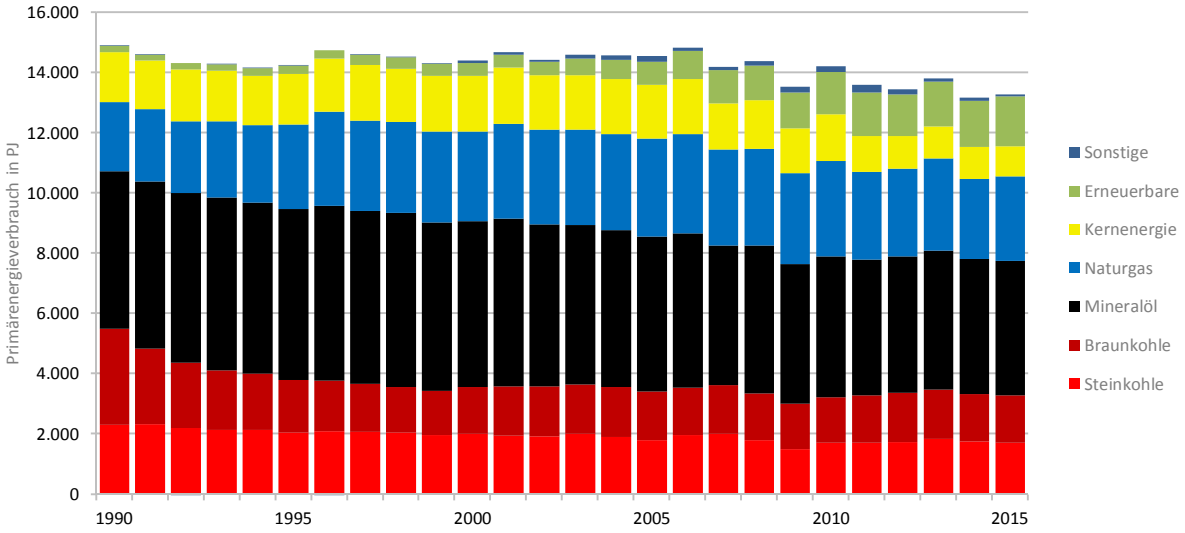
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2016c)

3. Vor dem Hintergrund der skizzierten Entwicklungstendenzen in den Endenergiesektoren bestehen begründete Zweifel, ob das Ziel erreicht werden kann, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % im Vergleich zu 2008 zu senken. Bisher jedenfalls ging der Primärenergieverbrauch in dieser Periode nur um 7,6 % zurück, temperaturbereinigt waren es sogar lediglich 6,3 %. Jahresdurchschnittlich bedeutet das für die kommende Fünfjahresperiode eine um den Faktor 2,6 bzw. 3,4 höhere Minderungsrate als in der

Siebenjahresperiode von 2008 bis 2015. Selbst unter Einbeziehung der bisher umgesetzten Maßnahmen ist nicht erkennbar, dass dies noch möglich sein wird.

4. Hinzu kommt, dass die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach wie vor in erheblichem Umfang von emissionsverursachenden fossilen Energieträgern geprägt ist (vgl. Abbildung 2). Zwar hat der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch in den vergangen 25 Jahren von 87 % (1990) auf 81 % (2015) abgenommen, doch ging er seit 2005, als er 81 % ausmachte, nur noch sehr geringfügig zurück. Dies ist eine Folge der gegenläufigen Entwicklung des Anteilsrückgangs der Kernenergie (von 12,2 % auf 7,5 %) auf der einen und des Anteilsanstiegs der erneuerbaren Energien (von 5,3 % auf 12,5 %) auf der anderen Seite. Auch bei den Endenergieverbrauchssektoren überwiegen trotz zunehmender Anteile v. a. der elektrischen Energie noch immer die direkten Verbrauchsanteile fossiler Energien (rund zwei Drittel am gesamten Endenergieverbrauch). Das gilt insbesondere für den Verkehr, bei dem die emissionsfreien Energieträger nur mit rund 6 % (2015) am sektoralen Energieverbrauch beteiligt sind. Nicht zuletzt hat auch die Stromerzeugung zu dem hohen Anteil fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch beigetragen. Denn zur Stromerzeugung werden trotz der rapiden Steigerung der erneuerbaren Energien auch im Jahr 2015 – wie seit Anfang des Jahrhunderts – noch immer rund 60 % fossile Energieträger eingesetzt, und zwar schwergewichtig die besonders emissionsintensiven Stein- und Braunkohlen.

Abbildung 2: Entwicklung der Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2015 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2016b)

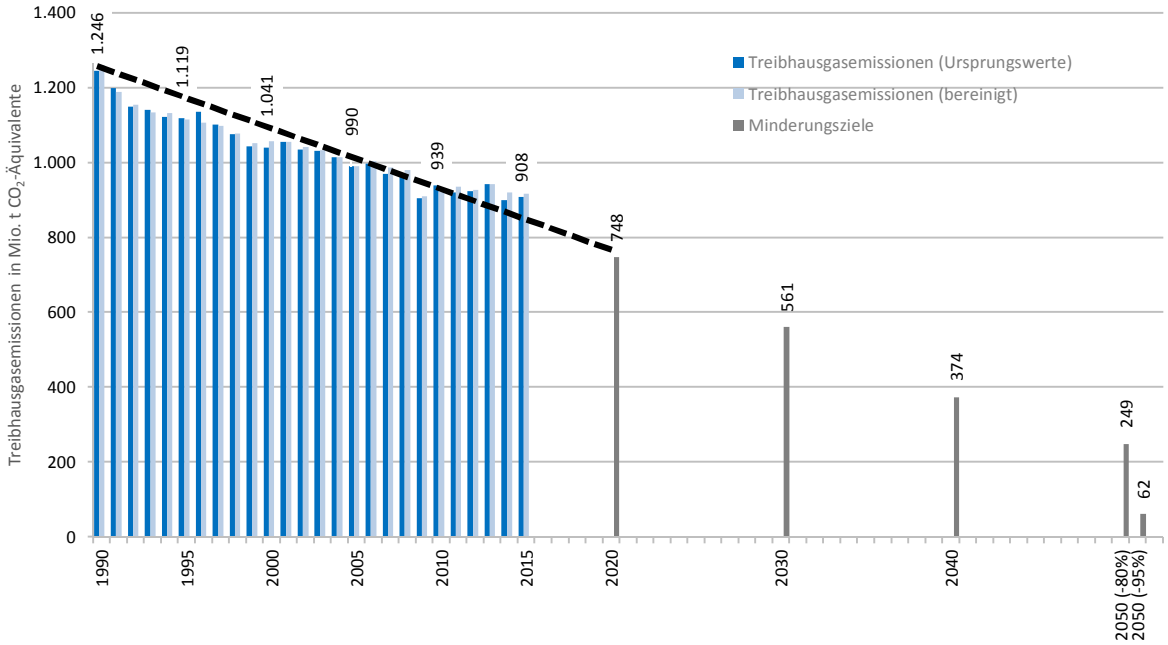
5. Diese Bestandsaufnahme führt die Expertenkommission zu dem Ergebnis, dass auch die Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 als ein zentrales politisches Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung mit großer Wahrscheinlichkeit verfehlt werden dürfte (vgl. Abbildung 0). Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird richtigerweise hervorgehoben, dass die Emissionen bis 2015 im Vergleich zu 1990 mit rund 27 % bereits erheblich vermindert werden konnten. Allerdings wird in dem Bericht nur unzureichend das Augenmerk darauf gerichtet, dass die Treibhausgasemissionen in den vergangenen sieben Jahren – also seit 2009 – mehr oder weniger stagnieren. Die Lücke bis zum Zielwert für 2020 (749 Mio. t CO_2-Äquivalente) kann somit nur geschlossen werden, wenn eine durchschnittliche jährliche Reduktion um fast 32 Mio. t CO_2-Äquivalente bzw. um 3,8 % bewirkt wird. Berücksichtigt man die für 2016 erwartete Stagnation der Emissionen auf dem Vorjahresniveau müsste es sogar für die vier Jahre von 2017 bis 2020 zu einer jährlichen Reduktion um

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

knapp 40 Mio. t CO_2-Äquivalente kommen. Vergleicht man dies mit Vergangenheitswerten, so muss sich das Tempo der Emissionsminderung gegenüber der Periode von 1990 bis 2015 (-1,3 %/Jahr) in etwa verdreifachen, gegenüber der Periode von 2005 bis 2015 wäre es sogar eine Vervierfachung. Aus heutiger Sicht ist nicht zu erkennen, wie die Bundesregierung dies erreichen möchte. Aus Sicht der Expertenkommission darf die Dimension der bis 2020 zu leistenden Emissionsminderung für die Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele jedoch nicht unterschätzt werden. Hinzu kommt, dass die (unbereinigten) Treibhausgasemissionen nach den vorliegenden Schätzungen der AG Energiebilanzen zur voraussichtlichen Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2016 allenfalls stagnieren dürften (AGEB, 2016e), denn dieser hat sich in den ersten neun Monaten erneut etwas erhöht. Dazu haben v. a. die weniger emissionsintensiven Energieträger Mineralöl und Erdgas beigetragen, während der Verbrauch der emissionsintensiven Stein- und Braunkohlen spürbar gesunken ist. Im Ergebnis dürften die CO_2-Emissionen in den ersten drei Quartalen 2016 dennoch leicht gestiegen sein. Die Lücke bis zum Zielwert für 2020 (749 Mio. t CO_2-Äquivalente), die bei den Ursprungswerten gegenüber 2015 schon rund 159 Mio. t CO_2-Äquivalente betragen hatte, dürfte auch im Gesamtjahr 2016 kaum geringer werden.

Abbildung 3: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2015



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2016a, 2016m) und Ziesing (2016)

6. Aus heutiger Sicht ist auch nicht zu erkennen, wie die Lücke in der bis 2020 verbleibenden kurzen Zeit tatsächlich geschlossen werden könnte. Aus Sicht der Expertenkommission kann die Dimension der bis 2020 für die Zielerfüllung noch zu leistenden Emissionsminderung nicht unterschätzt werden. Dies lässt sich schon an den folgenden Zahlenbeispielen deutlich erkennen:

7. Das Ziel für 2020 kann nur erreicht werden, wenn bis dahin (auf Basis 2015) die Treibhausgasemissionen um 159 Mio. t CO_2-Äquivalente gesenkt werden; das bedeutet eine durchschnittliche jährliche Reduktion um fast 32 Mio. t CO_2-Äquivalente bzw. um 3,8 %. Berücksichtigt man die für 2016 erwartete Stagnation der Emissionen auf dem Vorjahresniveau müsste es sogar für die vier Jahre von 2017 bis 2020 zu einer jährlichen Reduktion um knapp 40 Mio. t CO_2-Äquivalente kommen. Vergleicht man dies mit Vergangenheitswerten, so muss sich das

Tempo der Emissionsminderung gegenüber der Periode von 1990 bis 2015 (-1,3 %/Jahr) etwa verdreifachen, gegenüber der Periode von 2005 bis 2015 wäre es sogar eine Vervierfachung (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland: Ist 1990 bis 2015 und Ziel bis 2020

	Ist 1990	Ist 2005	Ist 2015	Ziel 2020
Treibhausgasemissionen in Mio. t CO_2-Äquivalente	1.248	992	908	749
Veränderungen	**Mio. t CO_2-Äquivalente**	**Mio. t CO_2-Äquivalente/Jahr**	**%/Jahr**	
1990 bis 2005	-256,0	-17,1	-1,5	
2005 bis 2015	-84,0	-8,4	-0,9	
1990 bis 2015	-340,0	-13,6	-1,3	
2015 bis 2020	-159,0	-31,8	-3,8	

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2016a, 2016m) und Ziesing (2016)

8. Die von der Bundesregierung zitierte Prognose, dass durch die bis Oktober 2012 beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen bis 2020 eine Minderung der Treibhausgasemissionen um etwa 33 % bis 34 % erreicht werden kann, erscheint schon als optimistische Version, wenn man den realen Verlauf der Emissionen seit diesen Beschlüssen von vor vier Jahren betrachtet. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung heißt es: *„Das am 3. Dezember 2014 verabschiedete Programm enthält insgesamt mehr als 100 Einzelmaßnahmen, mit denen sichergestellt werden soll, dass das Ziel erreicht wird, die THG-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2020 um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 zu mindern.“* (vgl. Kapitel 7.4 in BMWi, 2016a, S. 72). Die Expertenkommission ist davon schon deshalb nicht überzeugt, wenn man den Umsetzungsstand und die Wirkungsintensität der Maßnahmen berücksichtigt.

9. Die Expertenkommission fühlt sich in dieser Einschätzung auch durch den im September 2016 veröffentlichten Projektionsbericht 2015 (BMUB, 2016b) bestätigt, der in einem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) alle bis zum 31. August 2014 in den verschiedenen Sektoren neu eingeführten oder maßgeblich geänderten klima- und energiepolitischen Maßnahmen enthält. Außerdem wurden die zusätzlichen Maßnahmen, die im Dezember 2014 im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 und im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz beschlossen worden sind, in einem Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) berücksichtigt. Nach den Ergebnissen des Mit-Maßnahmen-Szenarios (MMS) würden die gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft) bis 2020 lediglich um rund ein Drittel niedriger sein als 1990 und selbst in dem Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS), das zudem noch die erwarteten Minderungen aus dem Paket vom Juli 2015 einbezieht, würde die Reduktion etwas mehr als 37 % ausmachen. Das ist zwar vergleichsweise dicht an dem Zielwert von 40 % (Abweichung von rund 33 Mio. t CO_2-Äquivalente bzw. 4,2 %), doch erscheinen die dahinterstehenden Annahmen und Berechnungen aus Sicht der Expertenkommission doch allzu optimistisch. Dies betrifft v. a. die Erwartungen zu den Reduktionen im Sektor der privaten Haushalte, für die in den fünf Jahren von 2015 bis 2020 mit einer Emissionsminderung im MWMS in Höhe von fast 25 Mio. t CO_2-Äquivalente bzw. um 28 % gerechnet wird. Aber auch im Verkehr scheint die angestrebte Emissionsminderung angesichts des entsprechenden Verlaufs in den zurückliegenden Jahren wenig wahrscheinlich; immerhin sollen diese in dem ambitionierten MWMS im Jahr 2020 um 13,5 Mio. t CO_2-Äquivalente oder um fast 9 % niedriger ausfallen als 2015.

10. Klar ist auch, dass eine fortgesetzte Entwicklung der Konkurrenzverhältnisse zugunsten der Kohle und zu Lasten des vergleichsweise emissionsverträglichen Erdgases im Zusammenhang mit den für die kommenden

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Jahre beschlossenen sukzessiven Stilllegungen der Kernkraftwerke die CO_2-Emissionsminderung zusätzlich erschweren und die Ziele deutlich verfehlen lassen werden. Bis 2020 werden nach der Stilllegung des KKW Grafenrheinfeld im Jahr 2015 noch die Anlagen Gundremmingen B sowie Philippsburg 2 mit einer Stromerzeugung von rund 20 Mrd. kWh außer Betrieb gehen; die dann noch verbleibenden letzten drei Reaktoren werden bis Ende 2022 mit einer Stromerzeugung von etwa 30 Mrd. kWh folgen. Sofern diese entfallende Stromerzeugung nicht durch zusätzlich emissionsfreie Erzeugungskapazitäten kompensiert werden kann, muss anderweitig eine entsprechende Emissionsminderung ermöglicht werden.

11. Bis Ende 2020 in dieselbe Richtung wirkt auch die Tatsache, dass sich Deutschland offenbar zu einem Stromexportland entwickelt hat. Mit dem Stromexportüberschuss sind aber die bei der Stromerzeugung entstehenden Emissionen voll dem Inland zuzurechnen, während die Empfängerländer ihre Emissionsbilanz mit den Stromimporten entsprechend entlasten können. Insoweit erweisen sich die hohen Stromexportüberschüsse (2015 knapp 52 Mrd. kWh) als zusätzliche Belastung für die Einhaltung unserer nationalen Emissionsziele.

12. Die Expertenkommission stimmt mit dem an vielen Stellen des Monitoring-Berichts der Bundesregierung betonten *„erheblichen zusätzlichen Handlungsbedarf“* grundsätzlich überein, sie hätte sich allerdings gewünscht, dass daraus auch die entsprechenden Schlussfolgerungen für politisches Handeln gezogen worden wären. Die Hinweise allein auf die inzwischen getroffenen Maßnahmen reichen dazu nicht aus, zumal auch nach den Ergebnissen des bereits zitierten Projektionsberichts deren Emissionsminderungswirkungen nicht überschätzt werden sollten. Vorschläge zur Umsetzung der dazu erforderlichen weitergehenden Maßnahmen sollen offenkundig erst für den für das kommende Jahr 2017 vorgesehenen Fortschrittsbericht entwickelt werden. Allerdings drängt sich die Frage auf, wieso die Bundesregierung in ihrem Klimaschutzbericht im jährlichen Rhythmus eine Maßnahmenevaluation des Klimaschutzprogramms vornimmt, darauf aber bei den im Monitoring-Bericht behandelten Maßnahmenpaketen verzichtet.

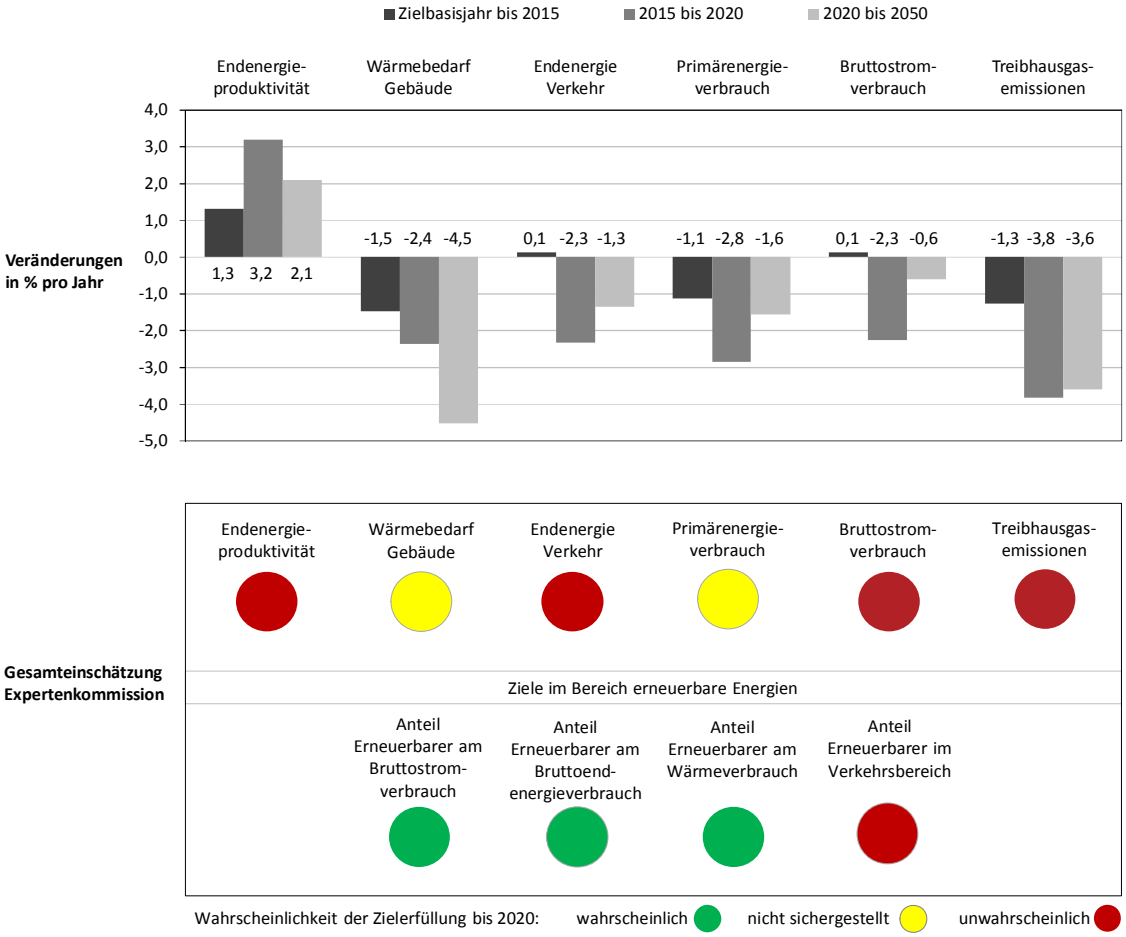
13. Dabei wird auch zu berücksichtigen sein, dass etwa die Hälfte aller inländischen Treibhausgasemissionen dem europaweiten Emissionshandel unterliegt. Daher sind hier Aktivitäten zur Verbesserung der Wirksamkeit des Emissionshandelssystems vordringlich, damit die erwünschten zusätzlichen Anreizwirkungen zur Emissionsminderung sichergestellt werden. Kurzfristige Erfolge sind auf diesem Weg aber offenbar kaum zu erreichen, so dass auch für den vom Emissionshandel erfassten Bereich zusätzliche nationale Maßnahmen ergänzend notwendig sein könnten. In jedem Fall kommt es aber darauf an, die Anstrengungen zur Emissionsminderung in den Sektoren außerhalb des Emissionshandels, die ohnehin weitgehend der nationalen Regulierung unterliegen, erheblich zu forcieren. Das betrifft speziell die Umsetzung der Effizienzstrategie Gebäude mit den in diesem Bereich nach wie vor hohen Effizienzpotenzialen, v. a. aber den Verkehrssektor, dessen Entwicklung in den vergangenen Jahren konträr zu den Zielen verläuft. Gerade nach den Vereinbarungen der Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) in Paris wird es darauf ankommen, mit entsprechenden Aktivitäten plausibel zu machen, dass Deutschland zumindest bestrebt ist, dem Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % zu reduzieren, näher zu kommen.

1.3 Trend-Bewertung der Zielerreichung

14. Zur Einordnung der Entwicklungen verwendet der Monitoring-Bericht der Bundesregierung seit dem letzten Jahr ein Punktesystem, das Punkte entsprechend der prozentualen Abweichung vom linearen Trend zum Zielwert für 2020 vergibt. Die Expertenkommission stützt sich hingegen bei ihrer Bewertung neben ihrer subjektiven Einschätzung zur Wirksamkeit kürzlich implementierter Maßnahmen und exogener Trends auf eine im Vergleich zum Punktesystem des Monitoring-Berichts weiterentwickelte Methodik zu möglichen Prognoseinterval-

len. Die wichtigsten Ergebnisse der Bestandsaufnahme der Expertenkommission zu den quantitativen Energiewende-Zielen sind in der Abbildung 4 dargestellt. Dabei zeigt die farbliche Kennzeichnung („Ampel“) wie wahrscheinlich oder unwahrscheinlich eine vollständige Zielerreichung für 2020 sein dürfte. Wird die Zielerreichung als wahrscheinlich eingeschätzt, so ist die Ampel „grün“. Ist eine Zielerreichung hingegen unwahrscheinlich, so steht die Ampel auf „rot“. Grenzfälle zeigt die Farbe „gelb“ an. Dementsprechend werden drei der Ziele im Bereich „Erneuerbare Energien“ wahrscheinlich erreicht. Beim Ziel, den Primärenergieverbrauch zu senken und beim „Wärmebedarf Gebäude“, erscheint die Zielerreichung nicht sichergestellt. Die anderen Energiewende-Ziele zur Energieproduktivität, zum Endenergieverbrauch sowie zum Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehr und bei den Treibhausgasemissionen werden voraussichtlich nicht erreicht.

Abbildung 4: Einschätzung der Expertenkommission zur Zielerfüllung



Quelle: Eigene Darstellung

15. Die Expertenbewertung stützt sich neben der subjektiven Einschätzung der Wirksamkeit kürzlich implementierter Maßnahmen und exogener Trends auf eine im Vergleich zum Monitoring-Bericht der Bundesregierung weiterentwickelte Methodik zu möglichen Prognoseintervallen. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendet seit dem letzten Jahr ein Punktesystem, das Punkte entsprechend der prozentualen Abweichung der linearen Trendentwicklung vom Zielwert für 2020 vergibt. Die Expertenkommission hatte bereits in ihrer letztjährigen Stellungnahme das Punktesystem der Bundesregierung ausführlich kommentiert (vgl. Kapitel 1 in EWK, 2015). Damals wurde festgestellt, dass sie zwar im Wesentlichen die Einschätzung der Bundesregierung zu

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

den einzelnen Zielindikatoren teilt, gleichzeitig aber mehr oder weniger ausgeprägte Risiken für die Zielerreichung sieht, die bei dem Punktesystem leicht übersehen werden können. So werden drei von fünf möglichen Punkten noch bei einer Abweichung von zwischen 20 % bis 40 % vom Zielwert vergeben. Daher vergab die Bundesregierung im vierten Monitoring-Bericht noch drei Punkte hinsichtlich des Ziels bei den Treibhausgasemissionen, beim Primärenergieverbrauch oder bei der Endenergieproduktivität. Das ist auch im Entwurf zum fünften Monitoring-Bericht der Fall. Abweichungen in Höhe von 20 % bis 40 % bewegen sich jedoch in einer Größenordnung, die sich angesichts der wenigen Jahre bis 2020 kaum noch kompensieren lässt. Je weniger Zeit zum Zieljahr verbleibt, desto unwahrscheinlicher werden grundlegende Änderungen des Trends durch Politikmaßnahmen, deren Zeitraum zwischen Realisierung und Wirksamkeit sich meist über Jahre erstreckt. Kritisch wurde in der letzten Stellungnahme bereits angemerkt, dass die Entwicklungen des jeweils letzten Jahres gegenüber den Entwicklungen früherer Jahre ein höheres Gewicht erhalten sollten, damit erkennbar wird, ob die jüngste Entwicklung dazu geeignet ist, die eventuell drohende Zielverfehlung zu verringern bzw. zu vergrößern. Dies würde dann auch die Dringlichkeit zusätzlicher Maßnahmen besser verdeutlichen.

16. Die Expertenkommission hätte sich vor diesem Hintergrund im Monitoring-Bericht auch eine bewertende Aussage zu der Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung unter Berücksichtigung der von der Bundesregierung auf den Weg gebrachten energie- und klimapolitischen Maßnahmen gewünscht. So kann leicht der Eindruck entstehen, dass die Bundesregierung eine Zielerreichung noch für möglich hält. Ein linearer Trend bzw. ein Punktschätzer auf Basis von Vergangenheitsdaten allein kann aufgrund der Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen nicht als präzise Vorhersage erachtet werden. Ebenso wenig sollte dann die Entfernung zum Zielwert als alleiniger Bewertungsmaßstab für die Punktvergabe dienen. Daher schlägt die Expertenkommission eine Bewertungsmethodik vor, die berücksichtigt, wie wahrscheinlich oder unwahrscheinlich eine vollständige Zielerreichung letztlich noch zu erachten ist. Dabei werden zunächst auf Basis der Erfahrungen der Vergangenheit, d. h. Schwankungen der Ist-Werte, die Bandbreite an als statistisch wahrscheinlich zu erachtenden Ergebnissen für das Jahr 2020 geschätzt. Auf dieser Basis wird dann eine Experteneinschätzung getroffen. Die Gesamtbeurteilung kann so z. B. auch kurzfristig implementierte oder wirksame Maßnahmen berücksichtigen, welche ja nicht in den Vergangenheitsdaten abgebildet sein können.

17. Als statistisches Konzept werden die sogenannten Prognoseintervalle verwendet.[1] Mit diesen lässt sich für das Jahr 2020 der Bereich all jener Werte schätzen, die auf Basis der bisherigen Werte (und deren Schwankungen um einen linearen Trend) mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit zu erwarten sind. Im hier zugrunde gelegten 99 %-Prognoseintervall liegen 99 % aller für 2020 zu erwartenden Werte. Liegt nun der Zielwert für 2020 in dem jeweiligen Prognoseintervall (oder bei möglicher Zielüberfüllung sogar entsprechend darüber/darunter), so ist unter Fortschreibung des Trends eine Zielerreichung zumindest aus statistischer Sicht als nicht unwahrscheinlich anzusehen. Je größer die Schwankungen der Vergangenheitswerte sind, desto größer wird tendenziell auch der Korridor um die Trendlinie herum. Denn wenn bereits in vergangenen Jahren große Veränderungen möglich waren, ist dies auch für die zukünftige Entwicklung nicht auszuschließen. In der Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht (EWK, 2015) regte die Expertenkommission an, weniger weit zurückliegende Jahre stärker zu gewichten. Hier setzt die Experteneinschätzung als zweite Komponente der Bewertung an.

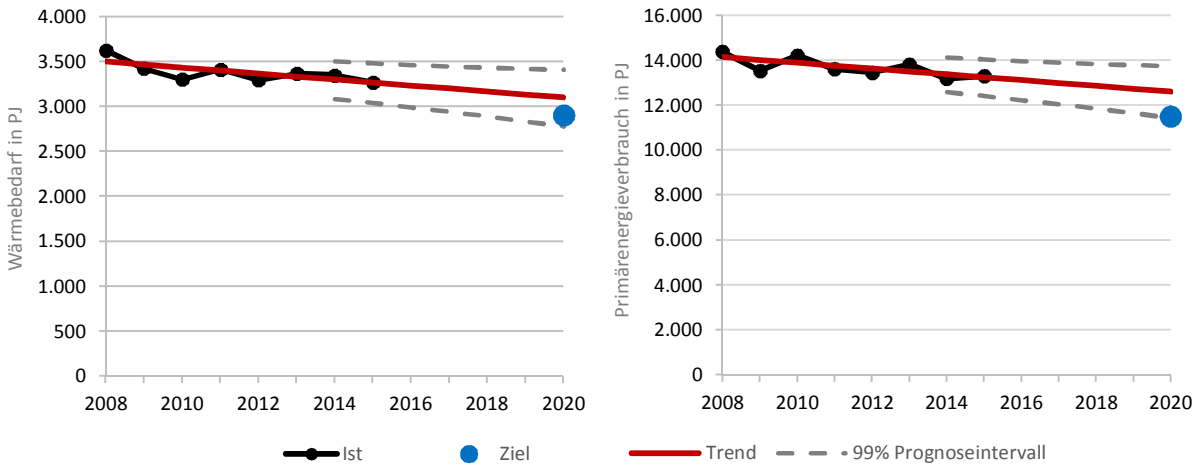
18. An den Beispielen des temperaturbereinigten Wärmebedarfs[2] und des Primärenergieverbrauchs lässt sich das Bewertungsschema veranschaulichen (vgl. Abbildung 5). Auf Basis der Ist-Werte (schwarze Punktlinie) von

[1] Prognoseintervalle sind ein nah verwandtes Konzept der in der letzten Stellungnahme bereits vorgestellten Konfidenzintervalle und umfassen per Definition einen größeren Bereich als Konfidenzintervalle, berücksichtigen also auf diese Weise stärker Unsicherheit über die Zukunft.

[2] Für den Wärmebedarf werden temperaturbereinigte Werte verwendet, weil dieser Bereich in erheblichem Maße von Temperatureinflüssen geprägt wird. Die Verwendung von Ursprungswerten kann deshalb leicht zu Missinterpretationen der verwendeten Zeitreihen führen.

2008 bis 2015 wird jeweils die Trendgerade mittels der Kleinste-Quadrate-Methode geschätzt (rote Linie). Die grau gestrichelten Linien umfassen entsprechend alle Werte, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % zu erwarten sind. Die Zielwerte für 2020 (blauer Punkt) liegen für beide Indikatoren innerhalb dieses Bereichs. Beim Wärmebedarf liegt der Zielwert sehr nah am Trendwert und ist aus statistischer Sicht als wahrscheinlich einzustufen. Die Expertenkommission hält eine Zielerreichung für den Wärmebedarf für „nicht sichergestellt“. Die weitere Entwicklung hin zur Zielerreichung sollte weiter beobachtet werden. Beim Primärenergieverbrauch kommt die Expertenkommission allerdings zu einer anderen Einschätzung. Zwar liegt die Zielerreichung beim Primärenergieverbrauch noch knapp im Prognoseintervall und somit noch im Bereich der statistisch möglichen Ergebnisse, die Zielerfüllung wird aber von der Expertenkommission in der Gesamtsicht als nicht sichergestellt eingeschätzt (zur Begründung vgl. Kapitel 1).

Abbildung 5: Trend und Prognoseintervalle für die Indikatoren „Wärmebedarf Gebäude“ (temperaturbereinigt) und „Primärenergieverbrauch“

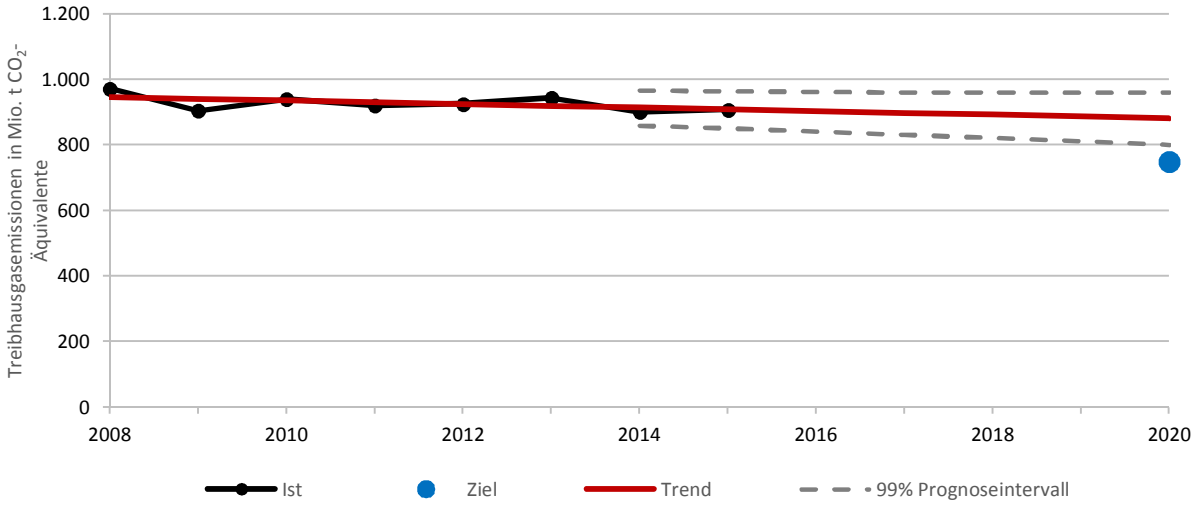


Quelle: Eigene Berechnungen

19. Trotz der Offenheit gegenüber prinzipiell möglichen Entwicklungen in den noch verbleibenden Jahren bis 2020, liegen einige Indikatoren nicht mehr in den Prognoseintervallen und die Expertenkommission kommt auch zu keiner anderen Einschätzung aufgrund der gegenwärtigen Sachlage. Die Indikatoren sind in der Abbildung entsprechend rot markiert. Dies zeigt sich insbesondere am Indikator der Treibhausgasemissionen (vgl. Abbildung 6). Der angestrebte Zielwert von 748 Mio. t im Jahr 2020 (eine Reduktion von 40 % gegenüber 1990) liegt außerhalb des Intervalls an Prognosewerten, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % zu erwarten sind. Auf Basis der historischen Erfahrung ist also maximal mit einer Reduktion von rund 36 % gegenüber 1990 (und Emissionen von 801 Mio. t) zu rechnen. Anhand der Einschätzungen zur Maßnahmenwirkung und den exogenen Entwicklungen in den nächsten Jahren geht die Expertenkommission in ihrer Gesamtbeurteilung ebenfalls von einer Zielverfehlung aus. Dies stellt ein äußerst kritisches Ergebnis dar und wird in dem Punktesystem der Bundesregierung nicht angemessen reflektiert (dort 3 von 5 möglichen Punkten).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 6: Trend und Prognoseintervalle für den Indikator „Treibhausgasemissionen“



Quelle: Eigene Berechnungen

1.4 Gründe für erwartbare Zielerreichungen und Zielverfehlungen

20. Nach Auffassung der Expertenkommission sollten im Rahmen des Energiewende-Monitorings auch die Gründe für die unterschiedlichen Zielerreichungsgrade beim Klimaschutz analysiert werden. Damit könnten wichtige Hinweise für eine erfolgreiche Weiterentwicklung der Energiewendepolitik mit Blick auf das Zieljahr 2030 und danach identifiziert werden (vgl. Kapitel 2).

21. In diesem Zusammenhang ist zunächst positiv zu vermerken, dass die Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung in Deutschland aller Voraussicht nach die Erreichung des entsprechenden Ausbauziels (Anteil erneuerbarer Energien mindestens 35 % am einheimischen Bruttostromverbrauch in 2020) erwarten lässt. Auch das wesentlich weniger anspruchsvolle Ziel eines erneuerbaren Anteils am Wärmeverbrauch von 14 % im Jahr 2020 ist in Reichweite. Was sind die Ursachen für das Erreichen dieser Ziele, während die Effizienzziele durchwegs verfehlt werden dürften und damit auch das übergeordnete Treibhausreduktionsziel für 2020?

Gründe für den Erfolg bei den Erneuerbaren

22. Oberflächlich betrachtet muss dieser Erfolg dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie dem daraus abgeleiteten Fördervolumen in Höhe von derzeit etwa 24 Mrd. Euro jährlich angerechnet werden (vgl. Kapitel 5). Ohne Frage hätte man im Bereich der Wärme- und Treibstoffmärkte die Ziellücke zumindest wesentlich verkleinern können, wenn ähnliche Förderbeträge auch in die Gebäudesanierung oder in die alternativen Antriebe geflossen wären. Doch eine solche Betrachtung greift zu kurz, sofern nicht auf die Frage eingegangen wird, warum im Bereich der Elektrizitätswirtschaft so kräftige Interventionen zustande gekommen sind, nicht jedoch in den anderen energiewirtschaftlichen Sektoren. Die Expertenkommission kann hier keine vollständige Analyse vorlegen, doch einige Hinweise geben.

23. Ein erster Gesichtspunkt ist, dass zur Finanzierung der EEG-Förderung keine staatlichen Haushaltsmittel herangezogen werden, sondern der Stromletztverbraucher. Ein solches Finanzierungsmodell wäre im Prinzip auch auf den Treibstoffmärkten möglich, denn auch hier ist die Preiselastizität der Nachfrage gering, so dass hier ein ergiebiges Finanzierungspotential beispielsweise für die Elektromobilität gegeben wäre. Die Preiselastizität

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

im Wärmemarkt ist höher als im Strommarkt und darüber hinaus wäre bei einer stärkeren Belastung von Heizenergieträgern mit sozialen Problemen zu rechnen. Aus diesem Grund wurde die von der Bundesregierung im Jahr 1999 begonnene ökologische Steuerreform nach einer Legislaturperiode nicht mehr fortgesetzt. Ursprünglich sollten auch nach 2003 die Energiepreise mit jährlich steigenden Energiesteuerzuschlägen belastet werden. Später wurde aber von dieser Idee Abstand genommen.

24. Ein zweiter und vielleicht sogar bedeutsamerer Gesichtspunkt ist der gesellschaftliche Widerstand gegen die Kernenergie. In diesem Zusammenhang hat sich nicht nur eine breite Bürgerbewegung herausgebildet, deren Vertreter sich intensiv mit alternativen Stromerzeugungskonzepten beschäftigte, sondern auch viele unternehmerische Startups, die sich mit der Entwicklung, der Vermarktung und dem Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien beschäftigt haben. Aus dieser Massenbewegung ist mittlerweile eine Industrie mit vielen tausend Arbeitsplätzen entstanden, die inzwischen auch für die ursprünglich ablehnend eingestellte Elektrizitätswirtschaft attraktiv geworden ist. Entsprechende Entwicklungen sind weder im Verkehrsbereich noch im Wärmemarkt zu erkennen.

Exogene Ursachen der Zielverfehlung

25. Für die Zielverfehlung gibt es exogene und endogene Ursachen. Exogen sind die Ursachen dann, wenn sie von der deutschen Politik nicht beeinflussbar sind, endogen, wenn dies der Fall ist. Ausgangspunkt für die Analyse der exogenen Ursachen sind die „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ für das BMWi vom August 2010, bzw. die „Energieszenarien 2011“ vom Juli 2011 (Prognos/EWI/GWS, 2010, 2011), die zusammen die modelltheoretischen Grundlagen für die Formulierung der Energiewende-Ziele (mit Ausnahme des Kernenergieausstiegs) legten, deren demographische und ökonomische Annahmen aber aus heutiger Sicht kaum noch zu halten sind.

26. Dies zeigt sich z. B. beim Vergleich der Annahmen zur künftigen Bevölkerung mit der inzwischen eingetretenen Entwicklung, wonach die Wohnbevölkerung in Deutschland gegenwärtig um etwa 300.000 Personen oder 0,9 % über dem für 2015 angenommenen Wert liegt. Bleibt die aktuelle Bevölkerung bis zum Jahr 2020 auf dem heutigen Niveau, werden dann 1,1 Mio. mehr Personen in Deutschland leben als im Jahr 2011 angenommen. Die damit verbundenen verbrauchssteigernden Effekte haben quantitativ zwar nur einen geringen Einfluss auf die Energiewendeziele, dennoch wird die Zielerreichung dadurch zweifellos erschwert.

27. Wesentliche Abweichungen zwischen früher prognostizierten und inzwischen eingetretenen Veränderungen zeigen sich auch bei den internationalen Energiepreisen. Angesichts der im laufenden Jahrzehnt sehr geringen Inflationsentwicklung kann man den Vergleich der Prognosen mit den Ist-Werten für 2015 auf der Basis nominaler Preise vornehmen. Im Jahr 2010/11 wurde die Höhe der internationalen Energiepreise massiv überschätzt (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Internationale Energiepreise 2015 – Prognose und Wirklichkeit

		2008	Prognose 2015	Ist 2015	Differenz
Ölpreis	US Dollar/Barrel	94	90	50	-44,4%
Rohöl	Euro/Tonne	484	495	356	-28,1%
Erdgas-Grenzübergangspreis	ct/kWh	2,7	2,4	2,0	-16,7%
Kraftwerkskohle	Euro/Steinkohleeinheit	112	82	68	-17,1%

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Prognos/EWI/GWS (2010, 2011)

28. Diese Preisentwicklung dürfte v. a. auf das schwache globale Wirtschaftswachstum als Folge der Finanz- und Schuldenkrise sowie säkularer Trends (Überalterung in den Industriestaaten, Strukturschwächen in den

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

BRIC-Staaten etc.) zurückzuführen sein. Sie wirkte sich emissionsseitig besonders negativ im Kraftwerkssektor aus. War Erdgas im Jahr 2011 „nur" um den Faktor 2,2 (222 versus 112 Euro/t Steinkohleneinheit SKE) teurer, so musste im Jahr 2015 für Erdgas schon mehr als das Dreifache des Kohlenpreises bezahlt werden (228 versus 73 Euro/t SKE). Vor diesem Hintergrund ist es wenig verwunderlich, dass die Erdgasverstromung erheblich zu Gunsten der Stein- (und Braun-) Kohlenverstromung zurückgefahren wurde. So sank der Anteil der Erdgasverstromung an der gesamten Bruttostromerzeugung von ihrem bisherigen Höhepunkt im Jahr 2010 von 14,1 % auf nur noch 9,6 % im Jahr 2015. Es bleibt abzuwarten, ob sich mit den zwischenzeitlich signifikant gesunkenen Erdgasimportpreisen die klimaschutzpolitisch erwünschten Effekte einer wieder verstärkten Stromerzeugung aus Erdgas einstellen werden. Im Jahr 2016 lassen sich zumindest erste „Erholungstendenzen" erkennen: In den ersten drei Quartalen 2016 erreichte Erdgas immerhin wieder einen Stromerzeugungsanteil von rund 12 %.[3]

29. Diese allgemeinen Aussagen können natürlich keine sorgfältige wissenschaftliche Analyse ersetzen. Ohne ein Energiemodell lässt sich nicht belastbar feststellen, wie sich der internationale Preiseffekt quantitativ auf die aggregierte Energienachfrage sowie die Struktur der Elektrizitätserzeugung in Deutschland auswirkt. Der Bundesregierung wird deshalb empfohlen, entsprechende Gutachten zu vergeben, um dadurch eine quantitative Vorstellung zu den exogenen Ursachen der Zielverfehlung zu gewinnen.

30. Unter längerfristigen Aspekten ist aber auch auf den Zusammenhang von globaler Klimaschutzpolitik und Rohstoffpreisen hinzuweisen. Wenn das auf der Weltklimakonferenz in Paris 2015 vereinbarte Abkommen und die dazu angekündigten Klimaschutzmaßnahmen der Vertragsstaaten erfolgreich umgesetzt werden, wird die Nachfrage nach den heute noch dominierenden fossilen Energierohstoffen tendenziell und zunehmend sinken. Das wird nicht ohne preisdämpfende Wirkungen bleiben. Die Bundesregierung sollte dieses auch als „Grünes Paradox" bekannte Phänomen bei ihren Energieszenarien bzw. Maßnahmen zum Klimaschutz entsprechend berücksichtigen. Unter der Voraussetzung potentieller Angebotsüberschüsse wäre also eher mit langfristigen Energiepreissenkungen als mit Preissteigerungen zu rechnen. Daher ist auch nicht abzusehen, dass sich etwa die Rohölpreise (wie der Projektionsbericht 2015 unterstellt) bis 2020 wieder der 100 US Dollar/bbl-Grenze nähern könnten. Insoweit sind auch die Ergebnisse der vorliegenden Szenarien zur Energiewende, die für die Zukunft mehr oder weniger stark steigende Energiepreise unterstellen, mit Vorbehalten zu bewerten. Ähnliches gilt für die Preisentwicklung der CO_2-Emissionsrechte im Rahmen des europäischen Emissionshandels: Die Differenz zwischen den in bisherigen Energieszenarien getroffenen Preisannahmen und den tatsächlich eingetretenen Preisen ist geradezu dramatisch. Die Expertenkommission empfiehlt deshalb, Klimaschutzszenarien untersuchen zu lassen, die explizit von niedrigen bzw. sinkenden Energiepreisen ausgehen. Sofern man diesen Tendenzen nicht mit unmittelbar preiserhöhenden Maßnahmen (Energiesteuer, CO_2-Mindestpreise) begegnen will, um die Anreize zur effizienten Energienutzung und zu Investitionen in emissionsmindernde Technologien zumindest aufrechtzuerhalten, wären zusätzliche Fördermaßnahmen oder weitere ordnungsrechtliche Regelungen unabdingbar, wenn an der Zielerreichung weiterhin festgehalten wird (vgl. Kapitel 2).

Endogene Ursachen der Zielverfehlung

31. Sofern es gelingt, den Einfluss der exogenen Faktoren auf die inländische Emissionsentwicklung zu bestimmen, wäre der Rest der Zielabweichungen dann endogen bedingt. Stichworte hierzu sind insbesondere Zweifel an der ausreichenden Wirksamkeit der aktuellen Politik, Merit-Order-Effekte der erneuerbaren Energien zu Lasten von Erdgas anstelle von Kohle, steigende Netto-Elektrizitätsexporte, fehlende Instrumente und Maßnahmen zur Kompensation des Kernenergie-Ausstiegs, klimapolitischer Attentismus der Verkehrspolitik und der

[3] Die aktuellen CO_2-Preise sind nur halb so hoch wie in den Gutachten aus den Jahren 2010/2011 angenommen. Allerdings wäre selbst bei einem CO_2-Preis von 15 Euro/t, wie seinerzeit angenommen, noch kein größerer Lenkungseffekt zugunsten einer emissionsarmen Energiewirtschaft zu erwarten gewesen. Mit diesem Sachverhalt beschäftigt sich Kapitel 2 dieser Stellungnahme.

Energieeffizienzpolitik. Zudem ist zu berücksichtigen, dass etwa die Hälfte aller inländischen Treibhausgasemissionen dem europaweiten Emissionshandel unterliegt. Ein Aspekt ist die Tatsache, dass sich Deutschland offenbar zu einem Stromexportland entwickelt hat. Mit dem Stromexportüberschuss sind aber die bei der Stromerzeugung entstehenden Emissionen voll dem Inland zuzurechnen, während die Empfängerländer ihre Emissionsbilanz mit den Stromimporten entsprechend entlasten können. Insoweit erweisen sich die hohen Stromexportüberschüsse (2015 knapp 52 Mrd. kWh) als zusätzliche Belastung für die Einhaltung unserer nationalen Emissionsziele.

32. Ob wenigstens bei übernationaler Betrachtung die Emissionsbilanz positiv ausfällt, hängt entscheidend von den spezifischen Emissionen des Exportstroms im Verhältnis zu den spezifischen Emissionen des im Empfängerland verdrängten Stroms ab. Wenn überwiegend Strom aus erneuerbaren Energiequellen exportiert wird (was vom Preisniveau her zu erwarten ist), wäre die Gesamtemissionsbilanz positiv. Wenn hingegen der deutsche Exportstrom hohe Kohlenanteile „enthält“, der im Empfängerland Strom aus Erdgaskraftwerken ersetzt, fiele die Emissionsbilanz negativ aus. Aus Emissionssicht wäre es unter diesen Bedingungen vorteilhafter, wenn alternativ der entsprechende Exportüberschuss in Deutschland gar nicht erst produziert würde (was die deutsche Emissionsbilanz entlastet) und im Empfängerland vergleichsweise umweltverträgliche Kraftwerke in Betrieb gehalten würden. Allerdings stellt sich dann die Frage, in welchem regulativen Rahmen überhaupt die Export-/Importströme beeinflusst werden könnten.

33. Unabhängig von den vorstehenden Überlegungen sieht die Expertenkommission aber auch in der mangelnden Durchsetzungsfähigkeit wirkungsvoller politischer Entscheidungen ein wesentliches Hemmnis für die Verwirklichung der Energiewendeziele. Trotz der allseitigen Bekundung zugunsten der Energiewende, kommt es bei der Konkretisierung der dazu notwendigen Maßnahmen bei den davon betroffenen Gruppen oftmals (auch schon im Vorfeld) zu erheblichen Widerständen mit der Folge des Scheiterns. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, eine Studie über die zentralen exogenen und endogenen Faktoren im Hinblick auf deren Einfluss auf die absehbaren oder möglichen Zielverfehlungen in Auftrag zu geben. Für das Design der klimaschutzpolitischen Maßnahmen könnte dies nützliche Hinweise geben.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

2 Klimaschutz gestalten

Das Wichtigste in Kürze

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 um mindestens 55 % zu reduzieren. Mit dem Klimaschutzplan 2050 wird erstmals eine sektorale Aufteilung vorgenommen. Die Expertenkommission begrüßt diese Konkretisierung, vermisst aber eine nachvollziehbare Erläuterung, auf welchen Grundlagen sie fußt. Denn der Beschluss, beispielsweise die Emissionen in den nächsten 15 Jahren in der Energiewirtschaft in etwa zu halbieren und im Verkehrssektor um ein Drittel zu senken, ist von beträchtlicher Tragweite und bedarf einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz.

Aus dem Klimaschutzplan 2050 gehen keine konkreten energiebezogenen Ziele für das Jahr 2030 hervor, die für eine Fortschreibung und Vervollständigung des Zieltableaus des Energiekonzepts der Bundesregierung herangezogen werden können. Der darüber anstehenden Debatte zur kohärenten Weiterentwicklung des Energiekonzepts möchte die Expertenkommission mit Orientierungswerten einen Impuls geben.

Als eine von mehreren denkbaren Varianten für das Jahr 2030 – und unter der Maßgabe, dass die Verstromung von Kohle um mindestens 50 % reduziert wird – lassen sich folgende Ziele ableiten:

- Beibehaltung des Ziels zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 30 % sowie Erhöhung des Anteils am Bruttostromverbrauch auf 60 % und am Endenergieverbrauch für Wärme auf 30 %. Das Ziel zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Endenergieverbrauch des Verkehrs sollte auf 12 % angehoben werden.
- Senkung des Bruttostromverbrauchs (inklusive neuer Stromanwendungen) um 10 % und des Endenergieverbrauchs für Wärme einschließlich Prozesswärme (ohne Stromeinsatz) um 30 % gegenüber dem Basisjahr 2008 sowie Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr gegenüber dem Basisjahr 2005 um 35 %.

Generell gilt dabei, dass diese Ziele weitgehend parallel erfüllt werden müssen, weil Zielverfehlungen in einzelnen Bereichen nur sehr eingeschränkt durch eine Übererfüllung in anderen kompensiert werden können.

Für die Zielerreichung 2030 bzw. 2050 sind weitergehende Maßnahmen notwendig, die auf nationaler oder europäischer Ebene implementiert werden können. Derzeit besteht der Maßnahmenmix für die Zielerreichung aus einer Vielzahl von kleinteiligen Regelungen zu Anreizsystemen auf der einen Seite und Ausnahmen von Belastungen auf der anderen – nicht zuletzt aufgrund von Partikularinteressen. Mit zunehmenden Handlungsnotwendigkeiten zur Zielkonformität besteht aufgrund dieser Vielfalt und ihren komplexen (Wechsel-)Wirkungen die Gefahr, dass eine adäquate Problemlösung nicht mehr gewährleistet werden kann. Aus Gründen der Effizienz und der Steuerbarkeit wäre ein einheitlicher und umfassender Lenkungsmechanismus wünschenswert. Vor diesem Hintergrund schlägt die Expertenkommission eine allgemeine CO_2-Bepreisung als Leitinstrument vor, um einen stabilen und langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems zu setzen. Komplementäre Elemente sind dabei geboten, um neben den Treibhausgasemissionen andere Marktunvollkommenheiten zu adressieren, etwa im Gebäudebereich, im Verkehr oder bei den erneuerbaren Energien.

Die Zwischenziele für 2030 sollten mit Blick auf die langfristigen Klimaschutzziele bis 2050 formuliert werden. Die Bundesregierung bekennt sich zur weitgehenden Klimaneutralität bis 2050, hat bisher jedoch offen gelassen, was dies für die Minderung von Treibhausgasemissionen bis 2050 bedeutet: minus 80 % oder minus 95 % gegenüber 1990. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission, eine Klärung der langfristigen Ziele herbeizuführen und auch eine intensive Diskussion über die Verteilung der noch zu Verfügung stehenden Emissionsbudgets über die Zeit anzustoßen. Ziele müssen dann nicht punktgenau erreicht werden, sondern können flexibler über Budgets gesteuert werden. Die Expertenkommission regt an, eine solche Art der Zielformulierung zu prüfen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

34. Nach Auffassung der Expertenkommission ist damit zu rechnen, dass das angestrebte Ziel der Emissionsminderung bis 2020 deutlich verfehlt werden könnte. Sie plädiert in diesem Zusammenhang für eine größtmögliche Transparenz gegenüber der Öffentlichkeit, was umso leichter fallen könnte, wenn glaubhaft darauf hingewiesen werden kann, dass die Zielverfehlung für 2020 durch geeignete Maßnahmen die langfristigen Ziele für 2030 und 2050 nicht gefährden muss. In diesem Sinne beschreibt der aktuell beschlossene Klimaschutzplan 2050 zwar sektoral konkretisierte Ziele für das Jahr 2030, die in ihrer Summe zu einer Reduktion gegenüber 1990 von 55-56 % führen würden, jedoch wird nicht explizit ausgeführt, welche Struktur des fossilen Energiemixes, welche Anforderungen an die Reduktion des Energieverbrauchs und welcher Ausbau der erneuerbaren Energien damit einhergehen sollen und wie die konkrete Umsetzung geplant ist.

35. Bereits in den Vorjahren hatte die Expertenkommission empfohlen, den bisherigen Zeithorizont bis zum Jahr 2020 in künftigen Monitoring-Berichten bis zum Jahr 2030 auszudehnen und den wenig ausdifferenzierten Zielkatalog des Energiekonzepts für 2030 zu vervollständigen. Im Folgenden wird dargelegt, welche Orientierungswerte für die Kernziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz für das Jahr 2030 unterlegt werden könnten und welche Implikationen sich daraus ergeben. Insbesondere wird auf der Maßnahmenebene diskutiert, wie der Rahmen für eine langfristige Transformation des Energiesystems aussehen könnte. Dafür wird die Prüfung einer nationalen CO_2-Bepreisung angeregt.

2.1 Klimaschutzziele für das Jahr 2030

36. Ausgangspunkt für die Diskussion der deutschen Klimaschutzziele ist der Energie- und Klimarahmen (EU-Rat, 2014), der eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union um mindestens 40 % bis 2030 gegenüber 1990 vorsieht. Die Reduktionsziele teilen sich auf in eine Minderung um 43 % (gegenüber 2005) in den vom Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) erfassten Wirtschaftssektoren (Energiewirtschaft, Industrie) und um 30 % (gegenüber 2005) in den Nicht-ETS-Sektoren (v. a. Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Abfall). Für die Nicht-ETS-Sektoren veröffentlichte die EU-Kommission am 20.07.2016 einen Legislativvorschlag mit verbindlichen Zielen für jeden einzelnen Mitgliedsstaat (EU-KOM, 2016c), der für Deutschland eine Reduktion um 38 % vorsieht.

37. Unter dieser Maßgabe ergibt sich für Deutschland eine Gesamtemissionsmenge von 589 Mio. t CO_2-Äquivalente (vgl. Tabelle 3), sofern die tatsächlichen, gebietsbezogenen Emissionen derjenigen Emissionsmenge entsprechen, die Deutschland im Emissionshandel rechnerisch zuzuordnen ist. Gegenüber 2005 entspricht dies einer Reduktion um 41 % bzw. auf den Ausgangswert 1990 bezogen um 53 %. Die im Energiekonzept der Bundesregierung angesetzte Minderung von 55 % gegenüber 1990 geht somit geringfügig über die Forderungen der EU hinaus.[4] Die tatsächlichen gebietsbezogenen Emissionen waren allerdings im Zeitraum 2013 bis 2015 kumuliert um annähernd 310 Mio. t CO_2-Äquivalente höher als die Summe aus der kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten und den Auktionsmengen plus der umgetauschten Projektgutschriften, die Deutschland rechnerisch zugeordnet werden können (DEHSt, 2016). Die nationalen Ziele sind insofern ambitionierter als die Ziele auf europäischer Ebene.

[4] Zusätzlich könnten nach dem Vorschlag der EU-Kommission bis zu 22,3 Mio. t CO_2 aus der Landnutzung angerechnet werden. Die maximale Emissionsmenge läge damit im Jahr 2030 bei 611 Mio. t CO_2, was einer Reduktion um 51 % gegenüber 1990 entspräche.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Tabelle 3: Treibhausgasemission in Deutschland im Jahr 2030 nach dem Vorschlag der EU-Kommission vom Juli 2016

		Gesamt	Europäischer Emissionshandel (EU-ETS)[1]	Vorschlag EU-KOM Lastenteilungsentscheidung (ESR)
Berücksichtigung EU-Vorgaben für EU-ETS und Effort Sharing Regulation (ESR)	EU- Zielsetzungen 2030 gegenüber 2005		-43 %	-38 %
	1990	1247,9		
	2005	991,5	521,4	470,1
	2030	588,7	297,2	291,5
	589 Mio. t CO_2-Äquivalente entspricht einer Gesamtminderung um 53 % gegenüber 1990			

[1] Stationäre Anlagen in Abgrenzung des EU-ETS seit 2013 (Scope-bereinigt) und nationaler Flugverkehr in der nationalen Treibhausgas-Inventarabgrenzung. Mit 2,5 Mio. t CO_2 im Jahr 2005 unterliegen diese nur teilweise dem Anwendungsbereich des ETS. Emissionen des internationalen Flugverkehrs werden in der Regel nicht auf das deutsche Klimaziel angerechnet und sind nicht Teil der Darstellung.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von UBA (2016a), DEHSt (2016) und ETC/ACM (2016)

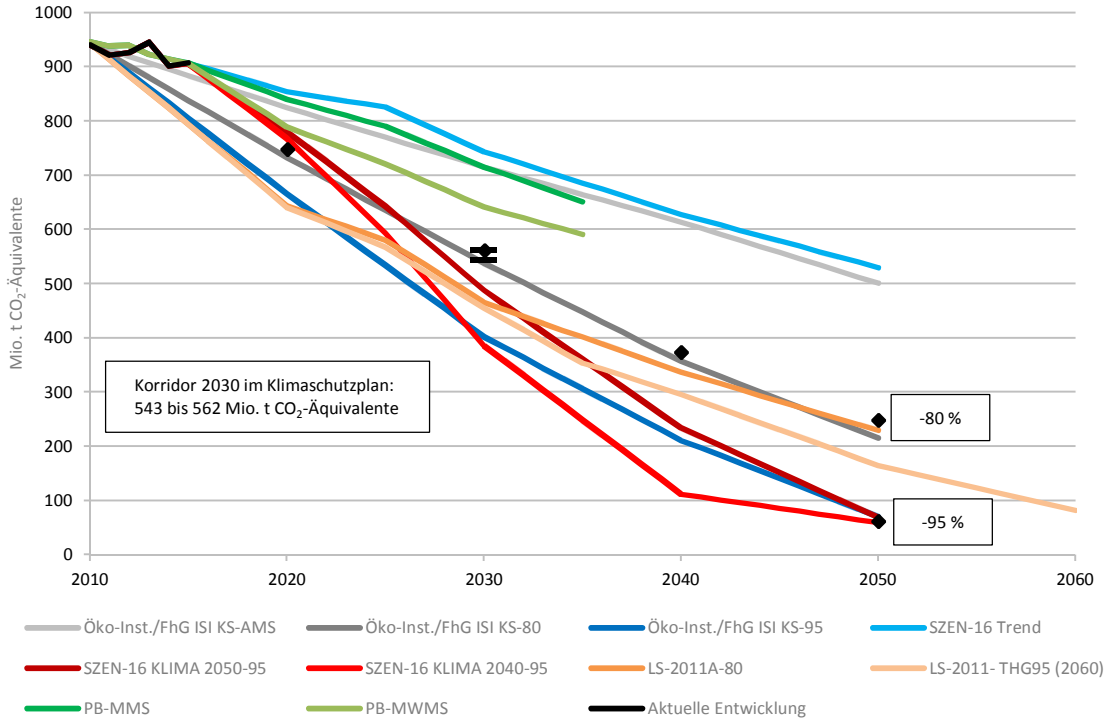
38. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird das Klimaschutzziel zum alleinigen quantitativen Oberziel, da die Stromerzeugung aus Kernenergie bis zum Jahr 2030 vollständig beendet sein soll. Daneben stehen die qualitativen Ziele Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit. Aus Sicht der Expertenkommission zählt hierzu auch die Umweltverträglichkeit. Bezogen auf das Jahr 2030 wird das Klimaschutzziel auf der strategischen Ebene (Kernziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz) bisher lediglich mit der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 30 % unterlegt (2020: 18 %). Ein explizites Ziel zur Steigerung der Energieeffizienz gibt es noch nicht, sondern dies wird über die Strategie abgebildet, den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 zu halbieren. Auf der nachgeordneten Ebene, die jeweils Steuerungsziele für die Bereiche Strom, Wärme und Kraftstoffe umfasst, ist mit der Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 50 % ebenfalls nur ein Ziel quantifiziert.[5] Die Endenergieproduktivität soll um durchschnittlich 2,1 % pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 erhöht werden.

39. Die Expertenkommission möchte deshalb eine denkbare Zielfortschreibung bis zum Jahr 2030 herausarbeiten und dadurch der weiteren Diskussion einen wichtigen Impuls geben. Grundlage dieses Vorschlags sind verschiedene Szenarien, die sich an einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 orientieren. Abbildung 7 stellt dazu die Szenarien „SZEN-16 Trend“, „SZEN-16 Klima 2050-95“ (Minderung um etwa 95 % bis 2050) und „SZEN-16 Klima 2040“ (praktisch keine Treibhausgasemissionen im Stromsektor bis 2040 und Minderung insgesamt um 95 % bis 2050) aus Nitsch (2016), die Szenarien „Öko-Instit./FhG ISI KS-AMS“ (Trend), „Öko-Inst./FhG ISI KS-80“ (Minderung um etwa 80 %) und „Öko-Inst./FhG ISI KS-95“ (Minderung um 95 %) aus Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015), die Szenarien LS-2011A-80 (Minderung um 80 %) und LS-THG95 (Minderung um 95 % bis 2060) der Leitstudie aus DLR/IWES/IfnE (2012) sowie das „Mit-Maßnahmen-Szenario (PB-MMS)“ und das „Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario“ (PB-MWMS) des ergänzten Projektionsberichts 2015 (BMUB, 2016b) den Zielen des Energiekonzepts und des Klimaschutzplans 2050 sowie der aktuellen Entwicklung (UBA, 2016a) gegenüber.

[5] Für die Sparten der erneuerbaren Energien besteht ein explizites Ziel für den Ausbau der Windenergienutzung auf See von 15.000 MW.

40. Beim Blick über das Jahr 2020 hinaus ist nicht zu übersehen, dass das Ziel für 2030, die Treibhausgasemissionen bis dahin um mindestens 55 % gegenüber 1990 zu senken, schon für sich genommen sehr ambitioniert ist. Bedeutet es doch selbst bei einer Zielerfüllung für 2020 eine Emissionsreduktion innerhalb nur einer Dekade um 25 % bzw. um fast 190 Mio. t CO_2-Äquivalente. Aus der aktuellen Perspektive (2015) muss in den kommenden 15 Jahren das erreicht werden, was in den vergangenen 25 Jahren einschließlich des Wiedervereinigungseffekts geschafft wurde.

Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Treibhausgasemissionen in verschiedenen Szenarien und prozentuale Minderung gegenüber 1990



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015), Nitsch (2016), DLR/IWES/IfnE (2012), BMUB (2016b) und UBA (2016a)

41. Aus Abbildung 7 wird deutlich, dass Szenarien, die langfristig eine 95 %-Minderung gegenüber 1990 anstreben, bereits 2030 eine deutlich stärkere Reduktion vorsehen als das Energiekonzept der Bundesregierung. Hierzu sei auf die Diskussion im nachfolgenden Kapitel 2.4 zum 1,5-Grad-Ziel verwiesen. Im Vordergrund sollen zunächst Szenarien stehen, die von einer Treibhausgasminderung um 80 % bis 2050 ausgehen. Dem setzt die Bundesregierung mit dem aktuell beschlossenen Klimaschutzplan 2050 (BMUB, 2016a) sektoral konkretisierte Ziele entgegen, die in ihrer Summe bis zum Jahr 2030 zu einer Reduktion gegenüber 1990 von 55-56 % führen. Der Klimaschutzplan erteilt damit aber andererseits den dargestellten, ambitionierteren Klimaschutzpfaden zumindest für 2030 eine Absage.

42. Wie Tabelle 4 zeigt, sind nach dem Klimaschutzplan 2050 die mit Abstand größten Treibhausgasminderungsbeiträge in der Energiewirtschaft zu leisten. In absoluten Größen muss hier etwa genauso viel erreicht werden, wie in den Sektoren Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft zusammen. Auch im Verkehr ist die Minderung besonders vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklung sehr anspruchsvoll. Die Expertenkommission begrüßt die sektorale Konkretisierung des Klimaschutzziels, vermisst aber eine nachvollziehbare Erläu-

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

terung der Grundlagen, auf denen die Konkretisierungen fußen. So wird z. B. nichts darüber gesagt, ob die sektorale Aufteilung des Klimaschutzziels aus Sicht einheitlicher Grenzvermeidungskosten als ökonomisch effizient gelten darf. Denn grundsätzlich sollte dort am meisten reduziert werden, wo die kostengünstigsten Minderungsoptionen bestehen. Vielleicht sind aber auch andere Aspekte in die Überlegungen der Bundesregierung eingeflossen, doch auch dazu enthält der Klimaschutzplan keine konkreten Aussagen. Aufgrund der mit der Umsetzung der Ziele verbundenen beträchtlichen Tragweite für die Adressaten, aber auch für Wirtschaft und Gesellschaft insgesamt, ist es aus Sicht der Expertenkommission unerlässlich, zeitnah ein hohes Maß an Transparenz und Legitimität zu schaffen.

43. Hilfsweise wird für die nachfolgenden Überlegungen davon ausgegangen, dass das Bundesumweltministerium als federführendes Ressort bei der Erstellung des Klimaschutzplans auf Untersuchungen zurückgegriffen hat, die es selbst beauftragt hat. Deshalb sind in Tabelle 4 zwei in Frage kommende Untersuchungen angegeben, die mit entsprechenden Modellierungen hinterlegt sind: es handelt sich zum einen um den 2. Endbericht zum „Klimaschutzszenario 2050“ vom Dezember 2015 (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015), der in der Szenariovariante KS-80 (Treibhausgasminderung bis 2050 gegenüber 1990 ca. 80 %) eine recht gute Übereinstimmung mit dem Klimaschutzplan 2050 für das Jahr 2030 zeigt. Hier ist allerdings darauf hinzuweisen, dass u. a. von einem relativ starken Anstieg der Preise für Emissionsberechtigungen im europäischen Emissionshandelssystem auf 50 $Euro_{2010}$/EUA ausgegangen wird. Beim zweiten Szenario handelt es sich um das sog. „Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)“ aus dem ergänzten Projektionsbericht 2015 gemäß der Verordnung (EU) Nr. 525/2013/EU (BMUB, 2016b). Das Szenario berücksichtigt die – aus Sicht der Expertenkommission optimistischen – Wirkungen des im Dezember 2014 beschlossenen Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 und des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (der Preis für Emissionsberechtigungen im Jahr 2030 wird mit 37 Euro/EUA angenommen). Obwohl das Szenario das Klimaschutzziel verfehlt – die Treibhausgasminderung beträgt nur knapp 49 % – wird es im Weiteren mitgeführt, denn daraus ergeben sich Anhaltswerte für zusätzliche Maßnahmenbereiche.

44. Hinter den sektorspezifischen Reduktionsvorgaben stehen mitunter gravierende (positive wie auch negative) Auswirkungen auf die Handlungsspielräume und Arbeitsplätze vieler Energie- und Zulieferunternehmen. Daher ist es aus Sicht der Expertenkommission fraglich, ob derartige Festlegungen allein durch einen ministeriellen Verwaltungsakt Legitimationskraft erhalten können. Es sei daran erinnert, dass beispielsweise der Ausstieg aus der Kernenergie, der Netzausbau oder die vorzeitige Stilllegung von Braunkohlekraftwerken auf Basis von Bundesgesetzen erfolgt. Die Reichweite der wirtschafts- und gesellschaftspolitischen Auswirkungen der in Tabelle 4 genannten Sektorziele dürfte aller Voraussicht wesentlich weitreichendere Folgen für Wirtschaft und Gesellschaft haben. Im Herbst 2016 fehlte die Zeit zu einer parlamentarischen Behandlung des Klimaschutzplans mit seinen Sektorzielen. Um hier kein Legitimationsdefizit entstehen zu lassen, sollte dies aber so schnell wie möglich nachgeholt werden.

Tabelle 4: Emissionen und Minderung nach Handlungsfeldern im Jahr 2030 in Mio. t CO_2 und prozentual gegenüber 1990 bzw. 2014

Handlungsfelder[1]		Energie-wirtschaft	Gebäude	Verkehr	Industrie	Landwirt-schaft	Übrige	Gesamt
1990	Mio. t CO_2-Äq.	466	209	163	283	88	39	1248
2014	Mio. t CO_2-Äq.	358	119	160	181	72	12	902
Klimaschutz-plan	Mio. t CO_2-Äq.	175-183	70-72	95-98	140-143	58-61	5	543-562
	Minderung ggü. 1990 in %	61-62	66-67	40-42	49-51	31-34	87	55-56
	Minderung ggü. 2014 in %	49-51	39-41	39-41	21-23	15-19	58	38-40
Klimaschutz-szenario 2050 KS-80	Mio. t CO_2-Äq.	177	77	95	123	61	5	538
	Minderung ggü. 1990[2] in %	62	63	42	57	31	86	57
	Minderung ggü. 2014[2] in %	51	35	41	32	15	55	40
Projektions-bericht MWMS	Mio. t CO_2-Äq.	225	72	119	147	72	6	641
	Minderung ggü. 1990[2] in %	52	65	27	48	18	84	49
	Minderung ggü. 2014[2] in %	37	39	25	19	0	47	29

[1] Sektorzuschnitt entsprechend Klimaschutzplan. Abweichend von diesem Sektorzuschnitt sind im KS-80 und MWMS die energiebedingten Emissionen aus Land-, Forstwirtschaft und Fischerei im Handlungsfeld Gebäude (Teil des GHD) enthalten.

[2] Bezug zu Ausgangswerten 1990 und 2014 im Klimaschutzplan. Aufgrund der dem Klimaschutzplan zugrundeliegenden aktuelleren Datenbasis können sich geringe Abweichungen ergeben.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BMUB (2016a, 2016b) und Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015)

2.2 Energiebezogene Zielsetzungen für das Jahr 2030

45. Ergänzend zur sektoralen Minderung von Treibhausgasemissionen und damit der Akteursebene ist für die Fortschreibung des Zielsystems des Energiekonzepts bis zum Jahr 2030 von Bedeutung, wie sich der fossile Energiemix entwickeln soll sowie welche Anforderungen sich für die Reduktion des Endenergieverbrauchs und den Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben (vgl. Kapitel 0 und Kapitel 5). Weil der Klimaschutzplan 2050 darauf nicht explizit eingeht, werden im Folgenden für eine erste grobe Abschätzung die bereits in Abbildung 7 dargestellten Szenarien, das KS-80 (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015) und das „Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario“ (MWMS) des ergänzten Projektionsberichts 2015, herangezogen. In Tabelle 5 werden beide Untersuchungen zunächst den z. T. bis 2030 interpolierten Zielen des Energiekonzepts für das Jahr 2030 gegenüber gestellt. Zum Vergleich sind dort auch zwei ältere Szenarien dargestellt: das Zielszenario der Energiereferenzprognose aus dem Jahr 2014 (Prognos/EWI/GWS, 2014) und das Szenario IA, das seinerzeit als eines von mehreren Szenarien zur Vorbereitung des Energiekonzepts der Bundesregierung erstellt wurde. Die Szenarien zeigen mit Blick auf das Jahr 2030 für einige zentrale Größen eine recht gute Übereinstimmung, so dass sich in erster Näherung offenbar einige „robuste“ Zielgrößen ableiten lassen, die kompatibel mit einer linearen Interpolation der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung bis zum Jahr 2030 sind. Dies gilt z. B. für die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf etwa 30 % und die Reduktion des Primärenergieverbrauchs um etwa ein Drittel gegenüber dem Basisjahr 2008. Andererseits zeigen sich auch Unterschiede. Dies

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

betrifft beispielsweise die Bedeutung erneuerbarer Energien im Verkehr, die sich insbesondere in der Untersuchung aus dem Jahr 2010 noch optimistischer darstellte als in den aktuelleren Studien.

46. Aus der näheren Betrachtung des „Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenarios (MWMS)“ des Projektionsberichts ergeben sich für die nächsten 15 Jahre zwei zentrale Handlungsfelder (Abbildung 8): die Reduktion des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden um etwa ein Viertel und der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf einen Anteil von über 60 % am Bruttostromverbrauch, der praktisch vollständig durch die Windnutzung an Land und auf See (durchschnittlicher Leistungszuwachs über 2 GW/Jahr) sowie die Nutzung der Photovoltaik (Leistungszuwachs ca. 1,5 GW/Jahr) getrieben wird. Trotz dieser durchaus ambitionierten Entwicklung ist darauf hinzuweisen, dass

- weder das Klimaschutzziel für 2030 erreicht wird (Minderung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um knapp 49 % statt um mindestens 55 %)
- noch das Ziel des Richtlinienvorschlags der EU-Kommission vom Juli 2016 zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im Nicht-ETS-Sektor (Minderung gegenüber 2005 um 30 % statt um 38 %).

Tabelle 5: Vergleich verschiedener Szenarien mit den quantitativen Zielen des Energiekonzeptes der Bundesregierung für das Jahr 2030

	IST 2015	Energiekonzept der Bundesregierung (2010)	Energieszenarien für ein Energiekonzept Szenario IA (2010)	Energie-referenzprognose Zielszenario (2014)	Projektionsbericht MWMS (2016)	Klimaschutzszenario 2050 KS-80 (2015)
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)[1]	-27,2 %	mind. -55 %	-59 %	-56 %	-49 %	-57 %
Anteil Erneuerbare Energien						
am Bruttoendenergieverbrauch	14,9 %	0,3	0,33	0,35	-	0,29
am Bruttostromverbrauch	31,6 %	mind. 50 %	0,48	0,62	0,64	0,6
am Wärmeverbrauch	13,2 %	-	-	-	-	-
im Verkehrsbereich	5,2 %	-	0,3	0,2	0,1	0,12
Effizienz und Verbrauch						
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-7,6 %	(-30 %)[2]	-33 %	-34 %		-33 %
Endenergieproduktivität (2008-2050)	1,3 %/Jahr (2008-2015)	2,1 %/Jahr (2008-2050)	1,9 %/Jahr (2008-2030)	2,5 %/Jahr (2011-2030)		2,0 %/Jahr
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-4,0 %	(-15 %)[2]	-17 %	-18 %	-16 %	-13 %
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)	1,3 %	(-20 %)[2]	-17 %	-22 %	-18 %	-34 %
Primärenergiebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-	(-42 %)[2]	-	-	-	-

[1] Die Szenarien für ein Energiekonzept sowie die Energiereferenzprognose betrachten nur die energiebedingten Emissionen.

[2] Linear interpolierter Zielwert.

[3] Ohne Berücksichtigung der Mehrfachanrechnung von Biokraftstoffen aus Reststoffen und EE-Strom.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Prognos/EWI/GWS (2010, 2014), BMUB (2016b) und Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015)

47. Der Projektionsbericht bleibt damit deutlich hinter dem Anspruch des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung zurück. Als geeignetere Näherung kann jedoch das o. g. Klimaschutzszenario KS-80 herangezogen werden, das im Wesentlichen kompatibel mit den sektoralen Treibhausgasminderungen des Klimaschutzplans

ist (vgl. Tabelle 4). Die gegenüber dem Projektionsbericht erforderliche zusätzliche Treibhausgasminderung wird hier einerseits durch einen stärkeren Rückgang der Kohleverstromung erreicht. Gegenüber 2012 wird sie halbiert, während der Projektionsbericht nur von einer Reduktion um gut 40 % ausgeht. Dies führt zu einer Reduktion der THG-Emissionen um knapp 90 Mio. t CO_2, so dass allein dadurch etwa die Hälfte der gesamten THG-Reduktion in der Energiewirtschaft erreicht wird. Zum anderen geht das Klimaschutzszenario KS-80 davon aus, dass im Bereich Energieeffizienz deutlich stärkere Fortschritte erzielt werden. Dies gilt in allererster Linie für den Verkehrsbereich. Die Energieeinsparung muss hiernach gegenüber dem Projektionsbericht nochmals verdoppelt werden, so dass der Verkehr (trotz erwartbar steigender Verkehrsleistung) seinen Energiebedarf um ein Drittel reduzieren muss (etwa -200 TWh). Dies geht mit einer zunehmenden Elektrifizierung einher. Im Jahr 2030 würde danach z. B. jeder sechste Pkw über einen elektrischen Antrieb verfügen (ca. 6 Mio. Fahrzeuge), was auch dem Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung entspricht. Ein weiteres Element bildet die Nutzung regenerativer Wärme, die im Vergleich zum Projektionsbericht stärker zunimmt, während die Bereitstellung regenerativen Stroms und regenerativer Kraftstoffe im Wesentlichen gleich angenommen wird. Im Ergebnis wird das Klimaschutzziel 2030 erreicht.

48. Neben der Frage, wie diese Entwicklungen realisiert werden können, stellt sich auch die Frage nach den intrasektoralen und intersektoralen Substitutionspotenzialen, d. h. nach den Alternativen für den Fall, dass einzelne Ziele eines solchen Szenarios nicht vollständig erreicht werden. Ein Beispiel hierfür ist die Kompensation ausbleibender Effizienzfortschritte beim Stromverbrauch durch einen weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugung. Das Klimaschutzszenario KS-80 geht davon aus, dass der Bruttostromverbrauch von derzeit 593,8 TWh (2015) auf 533 TWh zurückgeführt wird, obwohl gleichzeitig eine nennenswerte Nachfrage durch den Ausbau der Elektromobilität (zusätzlicher Strombedarf ca. 18 TWh) und den Ausbau von Wärmpumpensystemen usw. entsteht (insgesamt im Bereich um 40 TWh). Dies bedeutet, dass im Bereich der „klassischen Stromverbraucher“ der Strombedarf in den nächsten 15 Jahren um etwa 20 % oder 100 TWh reduziert werden müsste. Sollte dies nicht gelingen, müsste im Extremfall die Stromeinsparung vollständig durch eine zusätzliche regenerative Stromerzeugung kompensiert werden. Dies würde eine Erhöhung des o. g. jährlichen Nettozubaus von erneuerbarer Erzeugungsleistung auf etwa 6 GW erfordern – unabhängig davon, ob dies aus ökonomischen, infrastrukturellen oder Akzeptanzgründen sinnvoll oder möglich ist. Zu beachten ist auch, dass die Potenziale von Sonne und Wind nicht unbegrenzt sind. Würden sie bereits 2030 weitgehend ausgeschöpft sein, stünden sie nicht mehr zur Verfügung, um zu einem Erreichen der weitergehenden Klimaschutzziele beizutragen. Dies gilt vor allem für die Deckung der zunehmenden „neuen“ Stromnachfrage, insbesondere im Verkehr – perspektivisch auch in Form strombasierter, gasförmiger und flüssiger Kraftstoffe (Power-to-Gas, Power-to-Liquid) speziell für den Güter- und Luftverkehr. Denn im Verkehr dürfte es aus Nachhaltigkeitsüberlegungen heraus nur sehr begrenzt möglich sein, die Beiträge aus biogenen Kraftstoffen wie Biodiesel oder Bio-Ethanol zu erhöhen, sei es aus inländischer Produktion oder durch Import.

49. Im Wärmebereich erscheint es hingegen eher möglich, Zielverfehlungen bei der Energieeffizienz zumindest teilweise durch eine verstärkte Erschließung regenerativer Quellen zu kompensieren. Dies gilt für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme für die Beheizung von Gebäuden, für Biomasse auch zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie. Der Minderung des Endenergiebedarfs für Wärme, die sich im Klimaschutzszenario KS-80 allein für den Bereich der Gebäude auf etwa 200 TWh bis 2030 beläuft, steht aber bereits eine angesetzte deutliche Zunahme der regenerativen Wärme um annähernd 100 TWh bzw. 60 % gegenüber. Diese Steigerung wurde zwar auch in den vergangenen fünfzehn Jahren erreicht, allerdings dürfte die Fortsetzung dieses Wachstums in Zukunft deutlich schwieriger werden, weil der weitaus größte Teil des inländischen Potenzials biogener Energieträger heute bereits genutzt wird. Insofern erscheint hier auch langfristig nur eine begrenzte Zunahme um insgesamt etwa 20 % realistisch. Weitere Zubaupotenziale verbleiben somit im Bereich der

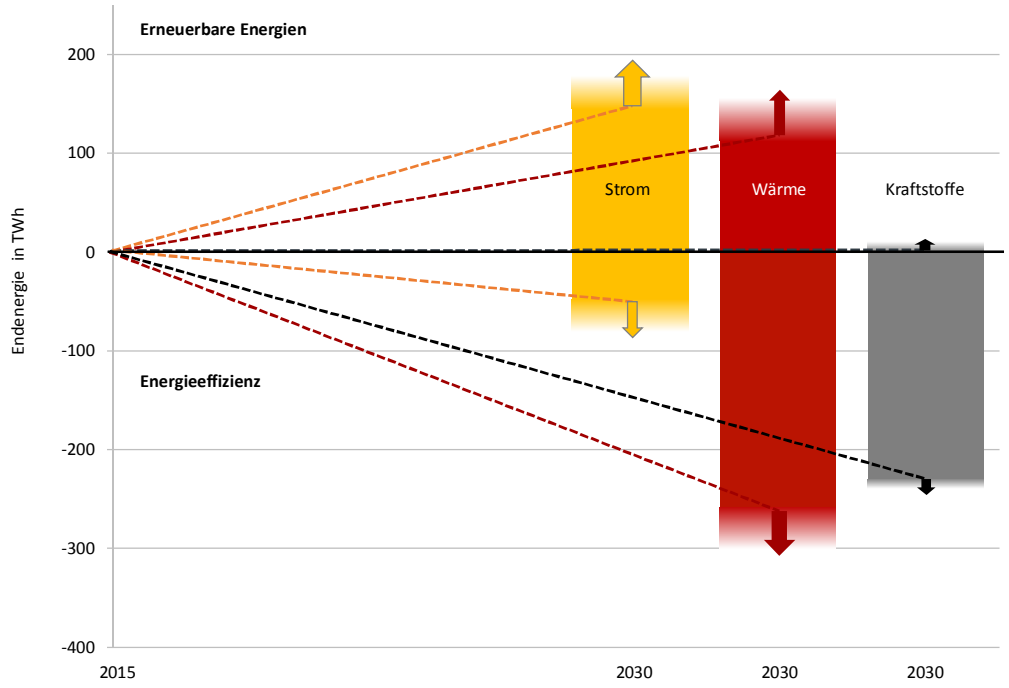
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Umgebungswärme und Solarthermie, insbesondere auch in Verbindung mit Nahwärmenetzen. Das Szenario unterstellt hier eine Wachstumsrate von durchschnittlich etwa 10 % pro Jahr. Eine Beschleunigung des Ausbaus erscheint grundsätzlich vorstellbar, sofern dafür entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden. Bei einem Wachstum von 15 % pro Jahr könnten beispielsweise zusätzlich etwa 70 TWh regenerative Wärme bereitgestellt werden, die rechnerisch immerhin eine Zielverfehlung bei der Gebäude-Energieeffizienz von einem Drittel ausgleichen könnten.

50. Insgesamt folgt aus diesen Überlegungen, dass die Ziele zur Energieeffizienz und den erneuerbaren Energien weitgehend parallel erfüllt werden müssen, um neben dem Erreichen des Klimaschutzziels für 2030 einerseits die Voraussetzungen für die Erreichbarkeit längerfristiger Ziele zu schaffen und andererseits, weil Zielverfehlungen in einzelnen Bereichen nur sehr eingeschränkt durch eine Übererfüllung in anderen Bereichen kompensiert werden können. Vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklung gilt dies insbesondere für die Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr. Abbildung 8 zeigt dazu mögliche Veränderungen des Endenergieverbrauchs durch Effizienzmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015 mit einer Einschätzung zu den Flexibilitäten.

Abbildung 8: Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015) und BMUB (2016b)

51. Unter der Maßgabe, dass die Verstromung von Kohle um mindestens 50 % reduziert wird, lässt sich somit folgendes Zieltableau als eine von mehreren denkbaren, konsistenten Varianten für die Fortschreibung bzw. kohärente Weiterentwicklung des Energiekonzepts für das Jahr 2030 formulieren. Die Expertenkommission möchte mit den folgenden Orientierungswerten einen Impuls geben:

- Das Ziel zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % gegenüber 1990 sollte beibehalten und um das Ziel des Vorschlags der EU-Kommission zur sog. Entscheidung zur Lastenteilung (Effort Sharing Regulation) von -38 % im Nicht-ETS-Sektor gegenüber 2005 ergänzt werden.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

- Das Ziel einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 30 % sollte beibehalten werden.
- Das Ziel einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 50 % sollte auf einen Anteil von etwa 60 % angehoben werden.
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme sollte fortgeschrieben und auf 30 % angehoben werden.
- Das für 2020 bestehende EU-Ziel zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Endenergieverbrauch des Verkehrs in Höhe von 10 % sollte auf 12 % angehoben werden. Dabei sollte jedoch die Möglichkeit der Mehrfachanrechnung für bestimmte Energieträger entfallen und beim Einsatz von Strom nur der regenerative Anteil berücksichtigt werden.
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Senkung des Bruttostromverbrauchs gegenüber dem Basisjahr 2008 um - 10 % sollte aufgrund der zunehmenden Bedeutung neuer Stromanwendungen für 2030 beibehalten werden.
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Senkung des Wärmebedarfs (bzw. Endenergieverbrauch) für Gebäude gegenüber dem Basisjahr 2008 sollte sich künftig auf den gesamten Endenergieverbrauch für Wärme (inklusive Prozesswärme) beziehen und für 2030 im Bereich von -30 % angesiedelt werden (ohne Stromeinsatz für Wärme).
- Das 2020-Ziel zur Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr gegenüber dem Basisjahr 2005 sollte fortgeschrieben und im Bereich von -35 % angesiedelt werden.

Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, diese Überlegungen für die anstehende Zieldefinition zu berücksichtigen und möglichst bald einen breiten Konsens dazu anzustreben.

2.3 Maßnahmen zur Zielerreichung 2030

52. Im Monitoring-Bericht werden Maßnahmen benannt und analysiert, die helfen sollen, die Lücken beim Erreichen der Klimaschutzziele 2020 zu schließen. In ihren Wirkungen und Ausgestaltungen bleiben sie aber meist unklar. Dabei erkennt die Expertenkommission die Anstrengungen der Bundesregierung ausdrücklich an. Beispielsweise werden mit dem NAPE zusätzliche Energieeffizienzsteigerungen anvisiert und mit der Einführung einer Klimareserve aus Kohlekraftwerken konnte ein Kompromiss mit der Elektrizitätswirtschaft erwirkt werden. Für die Zielerreichung 2020 bzw. 2030 sind nichtsdestotrotz weitergehende Maßnahmen notwendig, die auf nationaler oder europäischer Ebene implementiert werden können. Dabei besteht die Gefahr, dass das Ausmaß und die Intensität der Handlungsnotwendigkeiten zur Zielkonformität die Möglichkeiten zur Problemlösung der Regierung wie auch Gesellschaft übersteigen. Die erforderlichen Maßnahmen könnten nicht die Akzeptanz in der Gesellschaft bzw. in den jeweils betroffenen Gruppen finden. Die Umsetzung wird dann behindert oder sogar gänzlich verhindert.

53. Vor diesem Hintergrund regt die Expertenkommission an, mittels einer allgemeinen CO_2-Bepreisung einen Neustart in der Energiewende-Förderlandschaft zu wagen: Derzeit bestehen die deutschen Fördersysteme aus einer Vielzahl von kleinteiligen Regelungen, Ausnahmen und Förderungen – nicht zuletzt aufgrund bestimmter Partikularinteressen. Aus Effizienzgesichtspunkten wäre jedoch ein einheitlicher und umfassender Lenkungsmechanismus wünschenswert. Deshalb wird eine allgemeine CO_2-Bepreisung vorgeschlagen, um einen grundsätzlichen langfristigen Rahmen für die Transformation zu setzen.

54. Wenn Märkte nicht funktionieren, bedarf es eines staatlichen Eingriffs, um das ineffiziente Marktergebnis zu korrigieren. So berücksichtigen Individuen in ihren Entscheidungen z. B. nicht, dass der Ausstoß von Treibhausgasen negative Auswirkungen auf Dritte hat oder dass bei der Entwicklung neuer Effizienztechnologien auch

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Spill-overs entstehen können. Für die Erreichung von wirtschaftspolitischen Zielen werden mindestens so viele eigene Instrumente wie Ziele benötigt. Mehrere Ziele mit einem Instrument zu erreichen, ist nach dieser Regel nicht zu empfehlen. Doch ebenso wenig ist die Verwendung mehrerer Instrumente zur Erreichung eines einzelnen Zieles sinnvoll – eines davon ist im besten Fall überflüssig, üblicherweise wird es ökonomische Mehrkosten verursachen. Geht es also ausschließlich um die Reduzierung von Treibhausgasemissionen unter gegebenen technischen Rahmenbedingungen zu geringstmöglichen Kosten, so genügt allein ein umfassender Emissionshandel oder eben eine umfassende CO_2-Abgabe.

55. Mehrere Instrumente können trotzdem ökonomisch geboten sein, wenn etwa neben der Treibhausgasemission weitere Marktversagenstatbestände vorliegen. Die ergänzenden Instrumente sind dann auf die anderen Marktunvollkommenheiten etwa im Gebäudebereich, im Verkehr oder bei den Erneuerbaren zuzuschneiden. Neben das Leitinstrument der CO_2-Bepreisung treten komplementäre Instrumente: Bei der Bewertung ergänzender Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien sind etwa nicht-kompensierte Wissens-Spill-overs bei der Entwicklung innovativer Technologien zu beachten. Forschung und Entwicklung, Innovationen, Diffusion und Adoption neuer CO_2-armer Technologien können einen höheren Nutzen für die Gesellschaft schaffen als für den einzelnen Akteur. Außerdem ist das Energiesystem durch hohe Investitionsrisiken, Pfadabhängigkeiten und Lock-ins gekennzeichnet, die potenzielle Ineffizienzen und ergänzende staatliche Eingriffe nach sich ziehen können. Im Verkehrsbereich kann neben der Berücksichtigung von Wissens-Spill-overs im Innovationsprozess die Unterstützung des Marktaufbaus der erforderlichen Infrastrukturen für die alternativen Treibstoffe Elektrizität, Wasserstoff und Erdgas ökonomisch geboten sein. Schließlich können im Gebäudebereich Marktversagenstatbestände in Form von Finanzierungsrestriktionen, begrenzter Rationalität oder fehlender bzw. asymmetrischer Informationen bei der energetischen Erneuerung bestehen. Dies kann etwa die Festlegung von Labels oder verstärkte Energieberatung rechtfertigen. Wie ein solcher ökonomisch sinnvoller Instrumentenmix aussehen könnte, wird später im Verkehrsbereich herausgearbeitet. Wichtig ist dabei, genau die Zielsetzung des Politikeingriffs zu benennen, um Instrumente treffsicher einsetzen zu können und die Gefahr des Politikversagens im Design des Instrumentenmixes zu reduzieren (Löschel, 2015, Löschel und Schenker, 2016).

Europäische Maßnahmen

56. Der bevorzugte Ansatzpunkt wäre hierbei die europäische Ebene, insbesondere das gemeinsame europäische Klimainstrument, der EU-Emissionshandel (European Trading System ETS). Im Vergleich zu nationalen Anstrengungen zur Erreichung von Emissionszielen und zu den internationalen Bemühungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls ist der europäische Emissionshandel außerordentlich erfolgreich. Wenn die EU im Jahre 2020 das angestrebte 20 %-Reduktionsziel erreichen wird, ist dies auch maßgeblich diesem Instrument zu verdanken. Das EU ETS konnte die Emissionen im Zeitraum 2005-2007 (Phase I) um etwa 3-6 % pro Jahr gegenüber der Referenzentwicklung senken (Martin et al., 2014, 2016). Im Zeitraum 2008-2012 (Phase II) konnte das EU ETS die CO_2-Intensität pro Jahr um mehr als 8 Prozentpunkte reduzieren (Petrick und Wagner, 2014). Zudem sind die CO_2-armen Innovationen von Firmen im ETS um 10 % angestiegen und auch die Zahl der Patentanmeldungen ist höher (Calel und Dechezleprêtre, 2014). Gleichzeitig gibt es keine Evidenz für negative Auswirkungen des EU ETS auf Umsätze, Produktion, Exporte oder Beschäftigte der regulierten Unternehmen (Petrick und Wagner, 2014). Das europäische Emissionshandelssystem erreicht also seinen Hauptzweck: Die Emissionen emissionshandelspflichtiger Anlagen werden kosteneffizient auf das vorgegebene Ziel für 2020 von -21 % gegenüber 2005 reduziert.

57. Auch wenn die geringere Produktion infolge der Wirtschaftskrise ab 2008, die Gutschriften aus den flexiblen Kyoto-Mechanismen und die Förderung erneuerbarer Energien zu einem substantiellen Überschuss an freien Zertifikaten, der bereits größer ist als die jährlichen Emissionen im ganzen EU ETS (Agora, 2015, Koch et al., 2014), beigetragen haben: dass der CO_2-Preis seit einigen Jahren zwischen 5 und 10 Euro/t CO_2 pendelt, trotz diverser politischer Interventionen innerhalb der laufenden Emissionshandelsperiode, ist eben auch ein Beleg

für das Erreichen des mit dem ETS angestrebten Klimaziels. Beim EU ETS als Mengensteuerungsinstrument darf der resultierende CO_2-Preis bei der Beurteilung dieses Instruments eigentlich keine Rolle spielen. Es fragt sich aber, ob die langfristigen Zielsetzungen durch den angestrebten Zielpfad effizient erreicht werden. Werden ausreichende Anreize für langfristige Investitionen und Innovationen geschaffen? Dies dürfte bereits heute zukünftige Möglichkeiten der Emissionsminderung determinieren. Es besteht die Gefahr von Lock-in-Effekten, wenn aufgrund der Nutzungsdauer von langlebigen Anlagegütern ein Umstieg auf emissionsärmere Technologien um mehrere Jahre verschoben wird.

58. Als erste gemeinschaftliche Handlungsoption zur Verschärfung der Anreizwirkung im ETS wäre eine Verschärfung des Reduktionsziels bis 2030 zu nennen. Die Anpassung könnte durch Stilllegung von Zertifikaten, etwa der Überschüsse innerhalb der Marktstabilitätsreserve, erbracht werden. Bisher zielen die Maßnahmenpakete nur auf eine zeitliche Verschiebung der Nutzung ab, ohne an der Stringenz etwas zu ändern. Für die kommende Handelsperiode 2021 bis 2030 hat die EU-Kommission für das ETS einen Reduktionskorridor von jährlich 2,2 % vorgeschlagen. Noch wäre es möglich, diese Vorgabe im Lichte des Paris-Abkommens 2015 zu verschärfen. Wenn die kommende Handelsperiode einmal angelaufen ist, sollte die Politik keine solchen Interventionen mehr vornehmen, weil damit das für die Funktionsfähigkeit des ETS-Marktes notwendige Vertrauen verspielt würde.

59. Aus deutscher Perspektive entsteht das zusätzliche Problem, dass die nationalen Ziele ambitionierter sind als diejenigen auf europäischer Ebene. Das aktuell geringe Preisniveau von unter 10 Euro/EUA steht der deutschen Zielerfüllung entgegen. Sollen die deutschen Klimaziele erreicht werden, sind zusätzliche nationale Preisanreize wohl unumgänglich. Wiederum ist grundsätzlich aus Effizienzgründen ein gemeinsames europäisches Vorgehen einem nationalen Alleingang vorzuziehen. Aufgrund der Verflechtungen im europäischen ETS führen rein nationale Maßnahmen sonst weitestgehend nur zu einer Verschiebung von Emissionen über die Landesgrenzen der einzelnen ETS-Mitgliedsstaaten (Löschel, 2014, Clò et al., 2013).

60. Als weitere Option regt die Expertenkommission wiederum an, zu prüfen, ob eine Integration des Verkehrssektors in den EU-Emissionshandel einen wichtigen Impuls für eine übergreifende Strategie für eine klimaneutrale Ökonomie liefern könnte. Technisch könnte dies einfach durch eine Verpflichtung zum Zertifikate-Kauf beim Absatz von Mineralöl und Mineralölprodukten erfolgen. Raffinerien und Tankstellen würden dann die Kosten an Endkunden weiterreichen.[6] Die Kosteneffekte auf den Benzinpreis wären relativ gering[7], die Interaktion mit anderen ETS-Teilnehmern, und damit der Ort wo tatsächlich Reduktionen erfolgen werden, ist schwierig abschätzbar (Öko-Institut, 2015). Letztlich sind auch weitere Rückwirkungen mit Energiesteuern zu berücksichtigen (Achtnicht et al., 2015). Der zentrale Vorteil dieses Vorschlags wäre, dass der Verkehrssektor gemeinsam mit den energieintensiven Sektoren des EU-Emissionshandels langfristig unter einen übergreifenden Emissionsdeckel gebracht wird. Daneben werden im Unterschied zu CO_2-Grenzwerten die tatsächlichen Emissionen und nicht hypothetische Emissionen in einem Testzyklus belastet, alle Optionen zur Emissionsreduktion im Verkehr aktiviert, Rebound-Effekte reduziert und durch eine einheitlichere CO_2-Bepreisung zwischen den Sektoren erhebliche Kostenersparnisse bei der Emissionsreduktion erreicht (Paltsev et al., 2016). Mit der Auktionierung der Zertifikate werden Einnahmen generiert, welche etwa zur Unterstützung alternativer Antriebstechnologien eingesetzt werden können. Im Ergebnis könnten Zertifikatüberschüsse durch die zusätzliche Nachfrage aus dem Verkehrssektor unter sonst unveränderten Bedingungen rasch abgebaut werden, da die Nachfrageelastizität im Verkehrssektor geringer als in den anderen Emissionshandelssektoren ist. Dieser Ansatz ist kompatibel mit komplementären

[6] Ähnlich wurde bereits der Luftverkehrssektor in das EU ETS einbezogen und das Emissionshandelssystem in Kalifornien und Quebec umfasst z. B. auch den Verkehrssektor.

[7] Weniger als 2 (7) Eurocent pro Liter bei einem Zertifikatspreis von 5 Euro (25 Euro) (Öko-Institut, 2015).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Politiken, etwa der Weiterentwicklung der CO_2-Grenzwerte, die ein Mindestmaß an technischem Fortschritt sicherstellen könnte, Mineralölsteuern oder einer an den CO_2-Emissionen ausgerichteten Kfz-Steuer. Dies bedeutet auch, dass aus klimaschutzpolitischen Erwägungen die Setzung von CO_2-Grenzwerten zugunsten des Emissionshandels nicht aufgegeben werden müsste. Immerhin dürfte die Grenzwertsetzung bisher noch die wirksamste Maßnahme zur Emissionsminderung im Verkehr gewesen sein. Die Unregelmäßigkeiten bei den Kohlendioxid-Emissionen von Fahrzeugen wären unter einer CO_2-Steuer oder im Emissionshandel nicht aufgetreten, welche ja beim tatsächlichen Treibstoffverbrauch ansetzen.

61. Eine dritte Möglichkeit bietet die Flankierung der Mengensteuerung des EU ETS durch einen Mindestpreis oder Preiskorridor. Hybride Systeme aus Mengen- und Preissteuerung können die Stärken beider Instrumente zusammenführen. Während der Emissionshandel weiterhin die maximal erlaubte Emissionsmenge begrenzt, kann ein Mindestpreis ergänzend einen ausreichenden Kostenanreiz gewährleisten. Dabei wird gleichzeitig die Preisvolatilität vermindert und die Sicherheit für Investitionen in Vermeidungstechnologien erhöht (Wood und Jotzo 2011, Brauneis et al., 2013). Effektiv wirkt der Mindestpreis oder Preiskorridor damit als eine Verschärfung des Gesamtreduktionsziels, jedenfalls sofern der Mindestpreis dauerhaft über dem Marktpreis liegt. Die resultierenden Emissionsreduktionen sind bei einer Preissteuerung nicht exakt zu schätzen und unterliegen dynamischen Einflüssen wie technologischem Fortschritt und Konjunkturschwankungen. Ein Vorteil wäre jedoch die relativ schnelle technische Umsetzbarkeit eines Mindestpreises etwa als Aufschlag oder Steuer auf den Zertifikatspreis. Eine Erweiterung mit einem Höchstpreis zu einem Preiskorridor könnte zudem die Prognosesicherheit stärken und eine zu hohe Belastung der Akteure, insbesondere der Unternehmen im internationalen Wettbewerb, verhindern. Die Bundesregierung hat im Klimaschutzplan die in früheren Fassungen erhobene Forderung nach einem Mindestpreis für Treibhausgaszertifikate in der EU leider aufgegeben. Dies wäre eine wirksame Maßnahme, die eine effiziente Zielerfüllung des langfristigen EU-Klimazieles gesichert hätte.

Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, sich für eine Stärkung des europäischen Emissionshandels durch eine Anpassung des gemeinsamen europäischen Reduktionsziels, eine sektorale Ausweitung des Emissionshandels und die Einführung eines Preiskorridors zu engagieren. Allerdings erscheinen eine Verschärfung des gemeinsamen europäischen Reduktionsziels oder weitere ETS-Reformen angesichts der notwendigen politischen Prozesse und Widerstände nicht sehr wahrscheinlich.

Nationale Maßnahmen

62. Sofern ein gemeinsames europäisches Vorgehen nicht gelingt sind zusätzliche nationale Maßnahmen geboten, um die ambitionierteren deutschen Klimaschutzziele zu erreichen. In Europa hat sich seit 2013 bereits eine Reihe von Staaten, die am ETS teilnehmen, für nationale Zusatzmechanismen entschieden. In den Niederlanden erfolgte dies über die Integration von Kohle in die Energiesteuer, die zusätzlich zum ETS-Zertifikatspreis eine Zahlung von 5 Euro pro Tonne CO_2 bedeutet (FÖS, 2014). Großbritannien hat einen tatsächlichen Mindestpreis auf ETS-Zertifikate von 21 Euro pro Tonne erwirkt, der durch einen entsprechenden Aufschlag auf die Energiesteuer bei Stromerzeugung aus fossilen Energien erfolgt (FÖS, 2014). Auch die französische Regierung hat sich zu einem Mindestpreis von 30 Euro pro Tonne ab 2017 entschlossen (Canfin et al., 2016). Dies ist aus ökonomischer Sicht zunächst einmal widersinnig, da die Möglichkeit, die günstigsten Minderungsoptionen in Europa zu aktivieren, nicht genutzt wird. Das Argument ist hierbei die Erreichung des nationalen Klimaziels, wobei natürlich zu bedenken ist, dass es sich um einen globalen Schadstoff mit einem doch relativ geringen Anteil Deutschlands an den weltweiten Emissionen handelt.

63. Die nationalen Maßnahmen können unterschiedlich ausgestaltet sein, etwa als CO_2-Zuschlag zur Energiesteuer oder als Mindestpreis für ETS-Zertifikate. In jedem Fall sollten sie möglichst über alle Sektoren und Technologien wirken. Eine allgemeine CO_2-Bepreisung sichert dies und bietet die Möglichkeit, die Umlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (ca. 22,9 Mrd. Euro) und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (ca. 1,2 Mrd.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Euro), die Stromsteuern (ca. 6,6 Mrd. Euro) und ggf. weitere Energiesteuern, Umlagen etc. in ein Instrument zu integrieren und perspektivisch weitgehend zu ersetzen. In diesem Zusammenhang könnte auch die Klimareserve von Braunkohlekraftwerken wegfallen. Eine umfassende CO_2-Bepreisung bedeutet also nicht primär eine zusätzliche Belastung, sondern eine Entlastung durch den umfangreichen Effizienzgewinn. Denn die aktuell existierenden komplexen Fördermechanismen bzw. Instrumente sollten im Gegenzug auf den Prüfstand gestellt und – soweit sie nicht durch andere Marktfriktionen jenseits des Klimaproblems gerechtfertigt werden können – abgeschafft werden. Dem CO_2-Preis müssten also die abzuschaffenden Fördersysteme zunächst einmal gegengerechnet werden. Mit diesem Systemwechsel wird eine Transformation in eine klimaneutrale Ökonomie eingeleitet, welche die Belastungen der Unternehmen und Haushalte im Übergang minimiert und somit auch die langfristige Nachhaltigkeit der Transformation sichert.

64. Für diese Neuausrichtung spricht eine Vielzahl von weiteren Gründen. So ist die aktuelle Förderung erneuerbarer Energien nicht kompatibel mit der wichtigen und richtigen Idee der Sektorkopplung, da auf der einen Seite mehr Strom im Gesamtsystem integriert werden soll (um fossile Energieträger im Wärme- oder Transportsektor zu vermeiden), auf der anderen Seite die bisherige Förderung der erneuerbaren Elektrizität den Strom unattraktiv gegenüber fossilen Energieträgern macht. Auch aus Verteilungsaspekten wäre die Klima-Bepreisung vorteilhaft. Eine Bepreisung aufgrund des CO_2-Konsums belastet einkommens- und energiearme Haushalte weniger stark als die EEG-Umlage, die besonders regressiv wirkt (UBA, 2016n). Schließlich entstehen aus der CO_2-Bepreisung öffentliche Einnahmen, die etwa genutzt werden könnten, um die von den Industrieländern ab 2020 zugesagten Zahlungen für Klimaschutz und Anpassung an den Klimawandel in Entwicklungsländern zu finanzieren (Jakob et al., 2016). Natürlich bleibt zu klären, inwieweit der hier beschriebene Vorschlag politisch und gesellschaftlich umsetzbar ist. Allerdings stößt das gegenwärtige, komplexe System ebenfalls an seine politische, gesellschaftliche und wirtschaftliche Umsetzbarkeit. Die Expertenkommission ermutigt daher die Bundesregierung zum vorgeschlagenen Systemumstieg.

65. In dem Maße wie eine deutsche CO_2-Bepreisung über die Preise im europäischen Emissionshandel hinausginge, müsste sichergestellt werden, dass die deutschen Minderemissionen nicht durch die Verwendung frei gewordener Zertifikate an anderer Stelle konterkariert werden. Die Expertenkommission schlägt deshalb erneut vor, dass die Bundesregierung die nationale Zielerreichung durch Kauf und Stilllegung von ETS-Emissionsrechten flankiert. Die Bundesregierung könnte dann auch unter den Vorgaben eines vergleichsweise wenig stringenten europäischen Emissionshandels ein national ehrgeizigeres CO_2-Ziel erreichen. Allerdings müsste das CO_2-Ziel in diesem Fall nicht mehr als Territorialziel auf deutscher Ebene, sondern auf europäischer Ebene interpretiert bzw. definiert werden. Durch diese Maßnahme würden sich die in Europa erlaubten Emissionen reduzieren. Die beste Lösung wäre ein EU-weit stringenterer Emissionshandel, eine mit den EU-Partnern abgestimmte und über die EU-Kommission koordinierte Stilllegung von Emissionsrechten wäre aber immer noch besser als eine ineffiziente Zielerreichung im Inland durch eine Fülle von sich überlappenden und teilweise konterkarierenden Maßnahmen. Zumindest würden so die kostengünstigsten Maßnahmen in Deutschland durchgeführt und etliche billige Minderungsoptionen im Ausland genutzt. Es wird der Bundesregierung empfohlen, nicht in einem nationalen Alleingang eine entsprechende Problemlösung anzustreben.

Kohleverstromung

66. Die Diskussion von Maßnahmen in den verschiedenen Sektoren gestaltet sich sehr unterschiedlich. Aus den Zielsetzungen des Klimaschutzplans ergibt sich für den Sektor Energiewirtschaft die Frage, wie es in den nächsten fünfzehn Jahren gelingen kann, die Kohleverstromung um mindestens 50 % zu verringern. Diese Frage ist nicht neu und findet sich bereits im Zielszenario der Energiereferenzprognose (2030: 145 TWh brutto), dem Szenario IA (140 TWh brutto) sowie zahlreichen weiteren Untersuchungen. Ein wesentlicher Treiber kann dafür die Preisentwicklung für ETS-Emissionsberechtigungen sein, der z. B. im KS-80-Szenario mit 50 $Euro_{2010}$/EUA im

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Jahr 2030 angesetzt wird (2020: 23 $Euro_{2010}$/EUA). Ein solches Preisniveau könnte im Rahmen einer CO_2-Bepreisung durchaus ins Auge gefasst werden.

67. Die Bundesregierung hatte im März 2015 den sogenannten Klimabeitrag für ältere Kohlekraftwerke vorgeschlagen, für die ab 2017 zusätzliche ETS-Zertifikate abgegeben werden sollten, die ab 2020 einem Wert von 18-20 Euro/t CO_2 entsprechen. Stattdessen wurde im Oktober 2015 mit den Kraftwerksbetreibern die Überführung alter Braunkohlekraftwerke in eine sogenannte Sicherheitsbereitschaft vereinbart. Danach werden bis zum Jahr 2020 insgesamt 2,7 GW Leistung stillgelegt, was im Ergebnis zu einer Emissionsminderung von bis zu 12,5 Mio. t CO_2/Jahr führen soll. Dafür wird an die Kraftwerksbetreiber eine Entschädigung von 1,6 Mrd. Euro gezahlt. Aus Sicht der Expertenkommission erscheint dieser Ansatz recht willkürlich und sollte daher keine dauerhafte Lösung sein. Sie begrüßt deshalb, dass sich die Bundesregierung nachdrücklich dafür einsetzen möchte, den Emissionshandel zu stärken, „… um ausreichende Anreize zur Dekarbonisierung der Energieerzeugung sowie Planungssicherheit für Investitionsentscheidungen sicherzustellen“ und gleichzeitig „…die Anreiz- und Lenkungswirkung derzeit bestehender, hoheitlich veranlasster Energiepreisbestandteile in Form von Abgaben, Umlagen und Steuern bis Mitte 2017 überprüfen“ will (BMUB, 2016a, S. 35 f.). Die Expertenkommission hätte sich allerdings sehr viel konkretere Aussagen dazu gewünscht, in welchem Umfang die Kohleverstromung bis wann zurückgefahren werden soll und welche Instrumente dazu eingesetzt werden sollen. Dass „bei der Gestaltung dieser Entwicklung … die Entwicklung der Arbeitsplätze und der wirtschaftlichen Perspektiven in den betroffenen Regionen berücksichtigt werden [muss]“ ist richtig und wichtig. Dafür mag auch die im Klimaschutzplan 2050 angedachte Einrichtung einer Kommission „Klimaschutz, Wachstum, Strukturwandel und Vollendung der Energiewende“ hilfreich sein. Aber dass diese erst „möglichst bis Mitte 2018 einen Vorschlag entwickeln [soll], wie die Klimaschutzziele erreicht und zugleich die wirtschaftliche Entwicklung und der Wohlstand in unserem Land gestärkt werden können“ wird aus Sicht der Kommission der Dringlichkeit des Themas nicht gerecht, zumal eine Reihe von Vorschlägen bereits seit längerem diskutiert werden.

68. Durch einen einheitlichen Preis für CO_2 würden im Gegensatz zu den anderen Sektoren Verkehr und Haushalte in der Stromerzeugung voraussichtlich besonders preisgünstige Minderungsoptionen gehoben werden können. Hierbei kommt insbesondere dem Ersatz emissionsintensiver Kohleverstromung, etwa durch effiziente Kohlekraftwerke, emissionsärmere Gaskraftwerke oder perspektivisch erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle zu. Die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle machte 2014 ca. ein Drittel der nationalen Emissionen aus (UBA, 2016a). In den vergangenen Jahren kam es zu der widersprüchlichen Situation, dass die Förderung der erneuerbaren Energien durch den Merit-Order-Effekt gerade Gaskraftwerke aus der Stromproduktion verdrängte. Ein ausreichend hoher CO_2-Preis (zusammen mit den allgemeinen Brennstoffpreisen) kann den Kostenvorteil von Braun- bzw. Steinkohle gegenüber Erdgas ausgleichen (CO_2-switching-Preis). Studien indizieren einen CO_2-switching-Preis bei ca. 20-40 Euro (UBA, 2012, Öko-Institut, 2014, Oei et al., 2014), er könnte bei entsprechenden Rückkopplungseffekten auf die globalen Energiepreise aber auch höher ausfallen. Im Jahr 2016 sorgten niedrige Gaspreise zeitweise dafür, dass Gaskraftwerke in der Merit-Order wieder vor den Kohlekraftwerken standen. Der CO_2- Preis dürften einen starken Lenkungseffekt insbesondere in der Stromerzeugung haben. Im Ergebnis teuerere Verhandlungslösungen zur Reduktion der Kohleverstromung werden so vermieden.

Gebäude und Verkehr

69. Im Gebäudesektor sind mit der EnEV und dem EEWärmeG sowie mit den Förderprogrammen der KfW und dem MAP bereits Maßnahmen implementiert, die zum einen Standards für Neubau und Sanierung setzen und zum anderen Fördermittel bereitstellen für Anstrengungen, die über das Ordnungsrecht hinausgehen. Bei einer Implementierung eines CO_2-Preises würden diese Instrumente nicht per se überflüssig. Standards und Förderung im Gebäudebereich minimieren zumindest teilweise Markt- und Verhaltensversagen, das sich daraus ergibt, dass Investitionen in energieeffiziente Technologien nicht vorgenommen werden, obwohl sie sich für den

einzelnen Nutzer wirtschaftlich auszahlen würden (Energieeffizienz-Paradox, vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015). Wichtige Ursachen sind etwa Liquiditätsprobleme, Informationsasymmetrien und konkurrierende Interessen etwa im Bereich des Mieter-Vermieter-Verhältnisses sowie Kurzsichtigkeit, Unachtsamkeit und Nichtinteresse. Im Gebäudebereich bedeuten aber Entscheidungen, die zu höherem Energieverbrauch gegenüber einer optimalen Wahl führen, langfristig wirkende Lock-in Effekte, die normalerweise nicht durch „nachsteuern“ innerhalb eines kurzen Zeitraums (weniger als 5 Jahre) ausgeglichen werden können. Gleichzeitig bedeuten niedrige Energiepreise, dass effiziente Neubauten und Sanierungen wirtschaftlich eher uninteressant sind. Ein CO_2-Preis würde entsprechend die Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen im Effizienzbereich erhöhen und ein langfristiges Preissignal setzen. Die Förderung sollte dann die Brücke zur Wirtschaftlichkeit von hoch-effizienten Neubauten und Sanierungen schlagen (vgl. Kapitel 107).

70. Externalitäten im Verkehr werden v. a. in Bezug auf CO_2-Emissionen von Fahrzeugen durch die europäischen Emissionsstandards reguliert, die, zumindest für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge, Vorgaben für spezifische Emissionen neuer Fahrzeuge setzen. Des Weiteren hat die Kfz-Steuer eine CO_2-Komponente, die die jährliche Steuerbelastung zu einem geringen Teil von den Emissionen des genutzten Fahrzeugs abhängig macht. Die Einführung eines CO_2-Preises würde zur Erhöhung der Kraftstoffkosten und somit zur Erhöhung der nutzungsbezogenen Kosten im Verkehr beitragen. Daneben existieren Standards und eine CO_2-basierte Kfz-Steuer. Bei dauerhaften Konsumgütern stellt sich die Frage, ob Käufer nicht nur den Kaufpreis bei ihrer Kaufentscheidung betrachten, sondern auch die laufenden Kosten, insbesondere die energiebezogenen Kosten, richtig einschätzen. Empirische Evidenz zeigt, dass Autokäufer die Treibstoffkosten tendenziell unterschätzen So kommt es zu ineffizienten Kaufentscheidungen und zum Kauf von eher zu schmutzigen Fahrzeugen. In der Literatur werden daher oft Standards gegenüber Preisinstrumenten bevorzugt (Parry, Walls und Harrington, 2007). Allerdings scheinen auch die Wirkungen von Standards von Autokäufern nicht richtig eingeschätzt zu werden und diese Fehleinschätzung könnte sogar größer sein als der Irrtum bezüglich der Kostenwirkungen der Preisinstrumente (Huse und Koptyuk, 2016). In jedem Fall erscheint in dieser Situation ein komplementärer Instrumentenmix zur Herstellung der Markteffizienz angeraten, um so die langfristigen Kostenwirkungen der Kaufentscheidung zu verdeutlichen. Weitere Externalitäten des Verkehrs erfordern zusätzliche Instrumente. So könnte z. B. die Einführung eines umfassenden Mautsystems auf die komplette Verkehrsinfrastruktur und für alle Nutzer die nutzungsabhängigen Abgaben vom Verkehr erhöhen und damit weitere negative Wirkungen internalisieren (vgl. Kapitel 4). Der Instrumentenmix muss also die Gesamtheit der Externalitäten adressieren und Fehlanreize vermeiden. Ein Beispiel hierfür ist die derzeitig geringere Energiesteuer auf Diesel gegenüber Benzin, obwohl Dieselmotoren wesentlich höhere Feinstaubemissionen in der Verbrennung erzeugen als Benziner.

71. In den Sektoren Gebäude und Verkehr schafft ein CO_2-Preis einen langfristigen und verlässlichen Rahmen für die notwendige Transformation. Da diese Sektoren durch vielfältige andere Marktversagenstatbestände gekennzeichnet sind, können komplementäre Instrumente von großer Bedeutung sein. Beispielsweise sind Investitionen in Forschung und Innovation aus gesellschaftlicher Sicht zu gering, da Forschungsexternalitäten bestehen. Netzwerkeffekte verhindern den Umstieg auf günstigere Alternativen etc. Komplementäre Instrumente sollten insbesondere auf die Entwicklung von technologischen Alternativen abzielen. Anders als im Klimaschutzplan ausgeführt fehlt aus Sicht der Expertenkommission das Wissen, wie eine Klimaneutralität langfristig tatsächlich sichergestellt werden kann. Maßnahmen eines Instrumentenmixes werden in Kapitel 107 und Kapitel 4.4 dieser Stellungnahme diskutiert.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

2.4 Langfristige Ziele bis 2050

72. Die langfristigen Ziele bis 2050 und deren Rückwirkungen auf das Zwischenziel für 2030 sind von großer Bedeutung. In dem inzwischen auch von Deutschland ratifizierten Pariser Abkommen vom 12. Dezember 2015 wurde in Artikel 2 (1a) vereinbart, dass „der Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2°C über dem vorindustriellen Niveau gehalten wird und Anstrengungen unternommen werden, um den Temperaturanstieg auf 1,5°C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, da erkannt wurde, dass dies die Risiken und Auswirkungen der Klimaänderungen erheblich verringern würde“. Wendet man dies zusammen mit den diesbezüglichen Erklärungen der G7 aus dem Jahr 2015 (G7, 2015) und der G20 Anfang September 2016 in China (G20, 2016) auf das Ziel der Bundesregierung (wie der EU) für 2050 mit der Spannweite von minus 80 % bis minus 95 % an, so erschiene es als konsequent, sich an dem tieferen Ziel von 95 % zu orientieren. Die Bundesregierung hat diese Entscheidung offen gelassen, bekennt sich aber zur Klimaneutralität ohne dies genauer zu erörtern. Unter diesen Voraussetzungen wäre u. U. das bisher vereinbarte Ziel für 2030 deutlich höher anzusetzen.

73. Einen Hinweis darauf gibt das zielorientierte Szenario, das vom Konsortium Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015) für das Bundesumweltministerium erarbeitet wurde. Nach diesem sogenannten Klimaschutzszenario 95 wäre das Treibhausgasminderungsziel für 2030 auf rund 68 % und das für 2040 auf 83 % anzuheben. Das Ausmaß der damit einhergehenden Problemdimension darf nach Auffassung der Expertenkommission nicht unterschätzt werden. Konkret bedeutet es doch, dass die Treibhausgasemissionen bis 2030 auf rund 400 Mio.t CO_2-Äquivalente gemindert werden müssten. Im Vergleich zu 2015 wäre das eine Reduktion um fast 500 Mio. t CO_2-Äquivalente oder um 56 % (absolut etwa die gleiche Menge, die in den 30 Jahren von 1990 bis 2020 zu vermindern ist). Eine solche Veränderung in nur 15 Jahren erscheint aus heutiger Sicht ohne tiefgreifende Anpassungen, v. a. auch im Energiesektor, kaum denkbar.

74. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission eine intensive Diskussion der Verteilung der noch zu Verfügung stehenden Emissionsbudgets über die Zeit. Hierzu zwei Beispiele unter der Voraussetzung einer Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 95 % gegenüber 1990:

- a) würde sich bei einer linearen Verteilung in den 30 Jahren von 2020 bis 2050 (Zielerreichung 2020 unterstellt) ein Gesamtbudget von 11,8 Mrd. t CO_2-Äquivalente ergeben. Für 2030 würde dann eine Minderung gegenüber 1990 von rund 58 % (also nur wenig höher als das bisherige Ziel) notwendig werden. Gemessen an dem Zehnjahresbudget entfallen gleichwohl die höchsten verbleibenden kumulierten Emissionen mit 6,2 Mrd. t auf die Dekade von 2020 bis 2030, während sie von 2030 bis 2040 nur noch 3,9 Mrd. t und von 2040 bis 2050 schließlich lediglich 1,7 Mrd. t CO_2-Äquivalente ausmachen. Gleichzeitig würden die Emissionen von 2020 bis 2030 „nur“ um 31 % zurückgehen, bei einer Beschleunigung auf -44 % (2030-2040) und auf -79 % (2040-2050).
- b) bei einem Rückgang mit den im Energiekonzept festgeschriebenen Raten (-55 % bis 2030, -70 % bis 2040) würden die kumulierten Emissionen von 2020 bis 2050 rund 13,1 Mrd. t betragen. Auch hier würden die höchsten Emissionen mit 6,4 Mrd. t von 2020 bis 2030 anfallen und selbst von 2030 bis 2040 wären sie mit 4,6 Mrd. t vergleichsweise hoch. Erst von 2040 bis 2050 käme es zu einem deutlichen Rückgang auf rund 2 Mrd. t. Die prozentualen Änderungen zeigen unter diesen Annahmen ein erkennbar anderes Bild: Während die Emissionen von 2020 bis 2030 nur um 25 % und von 2030 bis 2040 um 33 % reduziert werden müssten, wäre in der letzten Dekade ein relativer Rückgang um 83 % zur Zielerreichung notwendig.

Diese beiden Beispiele mögen zeigen, dass bei einer Bewertung des künftigen Emissionsminderungspfades nicht nur die jährlichen Emissionsminderungen, sondern auch die kumulierten Emissionen als Beurteilungsmaßstab bei der möglichen Diskussion der Zwischenziele beachtet werden sollten.

75. Die Bundesregierung möchte die Gestaltung einer zukunftsweisenden Energiepolitik auch auf internationaler Ebene (jenseits der EU) unterstützen (vgl. Kapitel 12.3 in BMWi, 2016a). Dabei ist festzustellen, dass das Abkommen von Paris sogar ambitionierter ist als das Kyoto-Protokoll – und letzteres war aus materieller Sicht nicht besonders erfolgreich. Auch daher wurde in Paris ein neuer Ansatz mit Bottom-up-Zielen und relativer Unverbindlichkeit beschlossen. Es bleibt umstritten, ob dieser Ansatz erfolgreicher wird. Der Lackmustest wird sich im Rahmen der Überprüfung der Nationalen Klimaschutzbeiträge (Nationally Determined Contributions, NDCs) ergeben: Wie wird die Weltgemeinschaft damit umgehen, wenn sich einzelne Länder nicht im Stande sehen, ihre Zusagen einzuhalten? Werden diese Länder dann aus dem Paris-Abkommen ausscheiden? Oder wird die Weltgemeinschaft doch noch zu einer flexiblen Handhabung eventueller NDC-Verfehlungen übergehen? Ein Ansatz, um zu einem globalen CO_2-Preis zu gelangen, hatte auch in Paris keinen Erfolg. Die Alternative, auf sektoraler Ebene globale CO_2-Preise anzustreben, wurde bisher nicht wirkungsvoll angegangen. Mit solchen Ansätzen könnten zumindest sektorale Ziele kosteneffizienter gesteuert werden, wie etwa in einer Studie zum Zementsektor (Voigt et al. 2012) aufgezeigt wurde. Ein wesentlicher Vorteil wäre eine geminderte Gefahr von Carbon-Leakage, sofern alle Länder eingebunden sind. Ebenso entstünden den Industrien in keinem Land Wettbewerbsnachteile gegenüber ausländischen Konkurrenten. Allerdings wären bestehende Verflechtungen mit weiteren nationalen oder internationalen Instrumenten wie Energiesteuern oder bestehende Emissionshandelssysteme zu berücksichtigen.

2.5 Budgets als alternativer Ansatz zur Erreichung der Klimaziele

76. Die Diskussion über die punktgenaue Zielerreichung im Jahr 2020 verdeutlicht noch ein weiteres Problem: Klimapolitische Ziele werden in der Regel als eine Minderung der Emissionen bis zu einem Zieljahr gegenüber einem gewissen Basisjahr definiert. Das gilt auch für das langfristige deutsche Treibhausgasemissionsziel 2050 mit einer Minderung von 80-95 % gegenüber 1990. Aus naturwissenschaftlicher Perspektive wird die Klimawirkung jedoch auch von der über die Zeit insgesamt in die Atmosphäre abgegebenen Menge an Treibhausgasen beeinflusst, also nicht nur vom Zielniveau, sondern auch vom Reduktionspfad dorthin. Entsprechend dem Bild einer Deponie, die bis zum Jahr 2100 nur noch mit einer begrenzten Menge an Treibhausgasen gefüllt werden darf, berechnet der Weltklimarat sogenannte (globale) „CO_2-Budgets“, die im Einklang mit dem 2°C-Ziel (bzw. 1,5°C-Ziel) stehen (Le Queré et al., 2015, Clarke et al., 2014, Meinshausen et al., 2009). Aus diesem weltweiten Budget können, je nach Aufteilungsregel, „regionale“ CO_2-Budgets abgeleitet werden.

77. Hinsichtlich des Reduktionspfades wurde das langfristige deutsche Klimaziel 2050 grundsätzlich bereits mit Zwischenzielen für alle 10 Jahre ausgestattet (mindestens -40 % bis 2020, mindestens -55 % bis 2030, mindestens -70 % bis 2040). Dies kommt einem weitgehend linearen Reduktionspfad gleich. Aufgrund von möglichen Zielverfehlungen, unsicherer Entwicklung der Emissionen zwischen den Dekaden und unterschiedlicher Zielsetzung (-80 % oder -95 %) ergeben sich je nach unterstelltem Entwicklungspfad erhebliche Variationen in den kumulierten Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 (Differenz bis zu 6 Mrd. t CO_2-Äquivalente, vgl. Tabelle 6).

78. Ein Budgetansatz erlaubt eine gewisse Flexibilität in der Zielerreichung, weg von Punktzielen, hin zu Zielpfaden. „Carbon budgets“ werden heute bereits in Großbritannien mit 5-Jahres-Zeiträumen angewandt. Dies erlaubt eine stetige Prüfung der Zieleinhaltung und zeigt frühzeitig auf, in welchen Sektoren nachgesteuert werden muss. Auch der EU ETS folgt mit einer jährlich festgelegten Reduktion (-1,7 %/Jahr bis 2020) bereits einem fest vorgegebenen Pfad und damit einem Budget-Ansatz. Für den 10-Jahres-Zeitraum 2020 bis 2030 ist ebenfalls bereits ein Reduktionspfad vorgegeben (-2,2 %/Jahr).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Tabelle 6: Mittel- und langfristige THG-Minderungsziele

Prozentuale THG-Minderungsziele für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 gegenüber 1990					
	Ziel: -80 %	Ziel: -95 % alt	Ziel: -95 % linear (2020-2050)	Ziel: -95 % exponentiell (2020-2050)	Klimaschutz-szenario 95
In %					
2020	-40	-40	-40	-40	-44
2030	-55	-55	-58	-74	-67
2040	-70	-70	-77	-89	-83
2050	-80	-95	-95	-95	-95
Kumulierte THG-Minderungen in den Teilperioden bis 2050					
	Ziel: -80 %	Ziel: -95 % alt	Ziel: -95 % linear (2020-2050)	Ziel: -95 % exponentiell (2020-2050)	Klimaschutz-szenario 95
In Mrd. t CO_2-Äquivalente					
2015-2020	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9
2020-2030	6,4	6,4	6,2	4,9	5,4
2030-2040	4,6	4,6	3,9	2,1	3,0
2040-2050	3,1	2,0	1,7	0,9	1,3
2015-2050 kumuliert	18,1	17,1	15,9	12,0	13,6

Quelle: Eigene Berechnungen, Daten für Klimaschutzszenario 95 auf Basis von Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015)

79. Der Budgetansatz kann allerdings nur dann funktionieren, wenn Emissionsminderungen nicht stetig in die Zukunft verschoben werden, in der Hoffnung diese kurzfristig am Ende des Zeitfensters noch durchführen zu können. Der Druck, Emissionen zu reduzieren, ist v. a. am Anfang der Periode gering, erscheint das Budget doch ausreichend groß und der Weg flexibel anpassbar. Ggf. ergeben sich am Ende der Periode im Falle einer Budgetüberschreitung auch keine unmittelbaren Konsequenzen, weder für die CO2-Emittenten noch für die Politik. Wie kann also die Glaubwürdigkeit bzw. die Selbstverpflichtung in so einem Ansatz gestärkt werden? Eine Möglichkeit wäre die Ausgabe von Staatsanleihen, die auf die Einhaltung eines bestimmten Budgets konditioniert werden. Als erstes Beispiel sei eine festverzinsliche Staatsanleihe mit einer Laufzeit von 10 Jahren genannt, welche zu Beginn der in diesem Beispiel gleichlangen Budgetperiode emittiert wird. Wie bei festverzinslichen Staatsanleihen üblich, erhält der Käufer der Anleihe für die Überlassung seines Kapitals an den Emittenten als Gegenleistung einen Zins und am Ende der Laufzeit den Nennwert (sein eingesetztes Kapital) zurück. Der Staat könnte sich nun zusätzlich verpflichten, mit einem Aufschlag auf den Nennwert zu tilgen, wenn das Klimabudget nicht eingehalten wird. So könnte eine Budgetüberschreitung um 1 % zu einem Aufschlag auf den Nennwert um 1 % führen. Alternativ könnte auch eine Staatsanleihe mit variablem Zinssatz entsprechend ausgestaltet werden. Bei Staatsanleihen mit variablem Zinssatz orientiert sich die Verzinsung an einem Referenzzinssatz (z. B. der 6-Monats-Euribor) und es wird ein Aufschlag für die Bonität des Emittenten vereinbart. Die Klimakomponente könnte als zusätzlicher Aufschlag zum variablen Zins definiert werden, der umso größer ausfällt, je unwahrscheinlicher die Zielerreichung wird (z. B. Abweichung von einer linearen Reduktion, wenn – wie im Falle des EU ETS – eine jährlich gleichbleibende Reduktion festgelegt wird). Im ersten Fall wird nur auf die Zielerreichung am Ende der Laufzeit abgestellt, im zweiten Fall wird zusätzlich die Zielerreichungswahrscheinlichkeit über den Zeitablauf berücksichtigt. Die Expertenkommission regt an, eine solche Art der Zielformulierung unter Berücksichtigung der formulierten Einschränkungen und Erwägungen ernsthaft zu prüfen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

3 Effizienz die richtige Bedeutung geben

Das Wichtigste in Kürze

Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung zeigt, dass im Bereich der Energieeffizienz noch große Anstrengungen benötigt werden, um die selbst gesetzten Ziele zu erreichen. Aus Sicht der Expertenkommission ist aber die Bewertung in allen Bereichen zu positiv ausgefallen. Der Monitoring-Bericht sollte deutlicher machen, dass die Zielerreichung etwa hinsichtlich des Kernziels, der Reduktion des Primärenergieverbrauchs, nicht gesichert ist und bei der Endenergieproduktivität unwahrscheinlich ist. Zwar hat die Bundesregierung eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, etwa als Teil des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE), allerdings sind die damit verbundenen Verbrauchsminderungen nicht ausreichend. Das Grünbuch Energieeffizienz stößt weitere Diskussionen an, doch welche Maßnahmen angedacht sind, bleibt im Grünbuch und auch im Monitoring-Bericht offen. Der Klimaschutzbericht wird dies wohl spezifizieren.

Die Darstellung der Maßnahmen im Monitoring-Bericht ist aus Sicht der Expertenkommission nicht ausreichend. So werden wichtige Maßnahmen insbesondere im Gebäudebereich nicht genannt, wie etwa die Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG). Es wurden (fast) nur Förderprogramme gelistet, wobei zum Teil weder die Zielgruppe erkennbar ist noch die erwarteten bzw. realisierten Wirkungen oder Fördereffizienzen. Aus diesem Grund hatte die Expertenkommission bereits in ihrer letzten Stellungnahme 10 Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring formuliert. Dies sollte im nächsten Monitoring-Bericht aufgegriffen werden.

Mit dem Prinzip „Efficiency First“ möchte die Bundesregierung ein neues „Grundprinzip“ einführen, wobei der Monitoring-Bericht sehr abstrakt bleibt, so dass die Expertenkommission keine konkrete Bewertung vornehmen kann. Generell begrüßt die Expertenkommission, dass der Effizienz die benötigte hohe Bedeutung beigemessen werden soll. Gleichzeitig kann das Prinzip nicht als genereller Vorrang interpretiert werden, sondern eher als „Motto“, welches gleichwohl unterschiedliche Dimensionen berücksichtigen muss. Nicht alle technisch möglichen Effizienzmaßnahmen und rechtlichen Vorschriften und Förderoptionen zur Erhöhung der Effizienz sind als sinnvoll einzustufen. Bei der Bewertung müssen aus Sicht der Expertenkommission ökonomische, ökologische, soziale und systemische Kriterien Beachtung finden. Die Expertenkommission spricht sich entsprechend eher für ein „Think Efficiency“ aus. Die Implementierung als Grundprinzip sollte bedeuten, dass die Bundesregierung auch den Rechtsrahmen für das Energiesystem in Bezug auf Hemmnisse und Verbesserungsmöglichkeiten für eine effiziente Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Energie überprüft und anpasst.

Im Bereich der Gebäude, die immerhin ein Drittel der Endenergie verbrauchen, ist die Zielerfüllung bis 2020 nicht sichergestellt. Für das 2050-Ziel setzt die Effizienzstrategie Gebäude einen langfristigen Rahmen. Die Leitplanken werden durch die beiden Szenarien „hohe Effizienz“ und „hoher Anteil Erneuerbare“ gesetzt. Dabei muss aber die Reduzierung des Endenergiebedarfs der Gebäude in der Größenordnung des Effizienz-Szenarios liegen, um die Ziele aus dem Klimaschutzplan erreichbar zu machen (vgl. Kapitel 2). Die Energieeinsparverordnung und insbesondere das KfW-Förderprogramm sollten schnellst möglich an dem langfristigen Ziel ausgerichtet werden. Eine Zusammenführung von EnEV und EEWärmeG sowie von den KfW-Förderprogrammen und MAP sollte aus Sicht der Expertenkommission angestrebt werden.

80. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung enthält im Wesentlichen eine Auswertung der statistischen Daten im Bereich der Energieeffizienz in Kapitel 4 und für den Gebäudebereich in Kapitel 5 (BMWi, 2016a). Hier sollen die Zielsetzungen und zu erwartenden Zielverfehlungen im Bereich der Effizienz im Hinblick darauf näher diskutiert werden, ob und inwieweit die genannten Maßnahmen die Ziellücken schließen können. Auch das Motto „Efficiency First“ wird näher beleuchtet.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

3.1 Effizienzziele

81. Im Monitoring-Bericht vergibt die Bundesregierung für das Kernziel der Primärenergieverbrauchsreduktion sowie für die Endenergieproduktivität drei Punkte, für den Stromverbrauch zwei Punkte und für den Endenergieverbrauch Gebäude fünf Punkte (vgl. Kapitel 4 und 5 in BMWi, 2016a). Diese Einschätzungen sind nach Meinung der Expertenkommission insbesondere hinsichtlich der Endenergieproduktivität sehr optimistisch. Bei Betrachtung der Entwicklungen und der entsprechenden Prognoseintervalle in Kapitel 1 (vgl. Abbildung 5) zeigt sich, dass die Erfüllung der 2020er-Ziele im Bereich des Primärenergieverbrauchs nicht sichergestellt ist, während die Zielerfüllung hinsichtlich von Endenergieproduktivität und Bruttostromverbrauch unwahrscheinlich ist (vgl. auch folgende Absätze). Dagegen befindet sich der Wärmebedarf der Gebäude bisher nahezu auf dem Zielpfad (vgl. Kapitel 107).

Primärenergieverbrauch

82. Das Kernziel, den Primärenergieverbrauch von 2008 bis 2020 um 20 % zu reduzieren, wird nach Aussage der Bundesregierung „*nur durch erhebliche und verstärkte Anstrengungen*“ (BMWi, 2016a, S. 25) erreichbar sein. Die Ziellücke beträgt nach letzten Berechnungen (BMUB, 2016b) ohne weitere Maßnahmen rund 920 PJ. Der Nationale Aktionsplan für Energieeffizienz (NAPE; BMWi, 2014) soll zumindest einen Teil der Abweichung auffangen. Der Monitoring-Bericht zeigt, dass dieser rund 390-460 PJ bis 2020 einsparen soll; zusammen mit den im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 genannten Maßnahmen im Verkehrsbereich würde sich die zusätzliche Einsparung auf rund 500-620 PJ summieren (vgl. Tabelle 4.1 in BMWi, 2016a). Damit könnte die Ziellücke nicht geschlossen werden, selbst wenn alle NAPE-Maßnahmen die berechneten Energieeinsparungen realisieren würden. Wie die weiteren Einsparungen erreicht werden sollen bzw. welche „*erheblichen Anstrengungen*“ angestrebt werden, wird von der Bundesregierung nicht beantwortet.

83. Die Entwicklung des Primärenergiebedarfs von 2008 bis 2015 wird im Monitoring-Bericht (vgl. Box in Kapitel 4.1 in BMWi, 2016a) auf drei Hauptfaktoren zurückgeführt: Wirtschaftswachstum, Bevölkerungswachstum und Energieeffizienz. Durch eine Komponentenzerlegung wird dabei für jeden dieser Faktoren die verbrauchssenkende oder -steigernde Wirkung nach Sun (1998) berechnet (Laspeyres-Index mit Aufteilung des Restglieds). Die Zerlegung hilft, unterschiedliche Faktoren, die zu einem Gesamtergebnis führen, voneinander zu trennen und deren Entwicklung transparent darzustellen. Dies bildet die Grundlage für weitere Analysen etwa der einzelnen Komponenten. Ein Abgleich mit weiteren Berechnungsmethoden, die durchaus zu anderen Ergebnissen führen können (Cahill und Gallachóir, 2009), sowie die Berechnung weiterer Faktoren wird nicht unternommen. Dabei zeigen andere Untersuchungen (Löschel et al., 2015) etwa, dass Struktureffekte eine weitere wichtige Rolle spielen und in Deutschland einen steigernden Effekt hatten (über den Zeitraum 1990 bis 2009). Diekmann et al. (2013) geben ebenfalls eine Übersicht über Komponentenzerlegungen auf gesamtwirtschaftlicher Ebene sowie als sektorale Analysen. Diese Auswertung zeigt, dass verschiedene Methoden zumindest in die gleiche Richtung zeigen und Veränderungen in ähnlicher Größenordnung liefern (über den Zeitraum 1970 bis 1995).

84. An dieser Stelle wäre es auch interessant auf den statistischen Effekt hinzuweisen, der sich aus dem Anstieg der Energieerzeugung aus Erneuerbaren und dem Ausstieg aus der Atomkraft ergibt. Überschlägig wäre der Primärenergieverbrauch nach der früher üblichen Substitutionsmethode von 2008 bis 2015 nur um 6,2 % und nicht um 7,6 % gesunken; bei den bereinigten Werten wäre die Verbrauchsminderung mit rund 5 % niedriger als bei der jetzt verwendeten sog. Wirkungsgradmethode mit einer 6,3-prozentigen Reduktion. Dieser Effekt wird sich mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren und dem Ausstieg aus der Atomkraft (und ggf. der Braunkohle) noch verstärken: Würde man etwa die gesamte Stromerzeugung aus Atomkraftwerken aus dem Jahre 2010 (bewertet mit 33 %) durch Erneuerbare (bewertet mit 100 %) zur Illustration ersetzen, würde sich der Primärenergieverbrauch allein durch die Berechnungsfaktoren um rund 1.000 PJ reduzieren (Ziesing et al., 2012). Dieser

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

statistische Effekt hätte damit rechnerisch eine höhere Reduktionswirkung hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs als die NAPE-Maßnahmen.

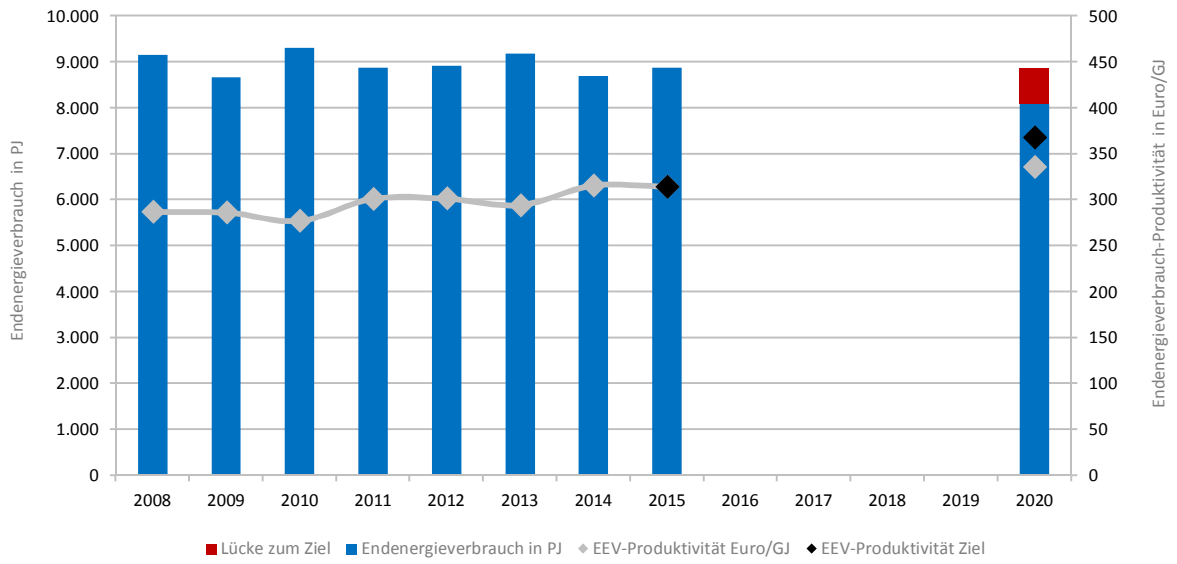
Endenergieverbrauch

85. Der Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 4.2 in BMWi, 2016a) zeigt, dass das Ziel, die Endenergieeffizienz von 2008 bis 2050 jeweils um 2,1 % pro Jahr zu steigern, bisher nicht erreicht wurde – die Steigerung liegt bei nur 1,3 % pro Jahr (vgl. Abbildung 4.3 in BMWi, 2016a). Zur Erfüllung müsste entsprechend die jährliche Energieproduktivität auf 3,3 % steigen (vgl. Abbildung 4). Die Bundesregierung weist zwar im Anschluss auf den NAPE hin, der die Endenergieeffizienz in zentralen Bereichen fördert, trifft aber keine Aussage über die erwartete Wirkung auf die Energieproduktivität oder den Endenergiebedarf. Die Berechnungen zum NAPE (Schlomann et al., 2014) zeigen, dass die ergriffenen NAPE-Maßnahmen zu einer Einsparung von rund 200 PJ Endenergie führen sollten.

86. Das angestrebte Ziel der Endenergieproduktivitätssteigerung macht bei einem erwarteten gesamtwirtschaftlichen Wachstum bis 2020 von etwa 1,3 % pro Jahr (BMUB, 2016b) einen Rückgang des absoluten Endenergieverbrauchs um 9 % auf rund 8.000 PJ im Jahr 2020 erforderlich. In den letzten sieben Jahren von 2008 bis 2015 lag dieser Rückgang aber nur bei rund 3 %. Unter der Annahme, dass die jährliche Reduktion in etwa konstant bleibt, ergibt sich entsprechend eine Reduktion auf nur rund 8.600 PJ für das Jahr 2020. Daher werden die NAPE-Maßnahmen mit einer erwarteten Einsparung von rund 200 PJ nicht ausreichen, um das Endenergieeffizienzziel zu erreichen (vgl. Abbildung 9).

87. Der Projektionsbericht (BMUB, 2016b) geht von einem Endenergieverbrauch ohne weitere Maßnahmen in Höhe von 8.170 PJ für das Jahr 2020 aus und im Szenario mit weiteren Maßnahmen (insbesondere NAPE-Maßnahmen) von sogar nur 7.748 PJ. Nach diesen Berechnungen würde das Ziel entsprechend erreicht werden, allerdings wurde schon der im Projektionsbericht angenommene Energieverbrauch für 2015 um fast 360 PJ gegenüber der Realität unterschätzt (unter Berücksichtigung der bereinigten Werte sogar um knapp 600 PJ). Dies erhöht nicht die Glaubwürdigkeit des Projektionsberichts in Bezug auf 2020.

Abbildung 9: Entwicklung Endenergieverbrauch und Zielerreichung 2020



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2016b) und BMUB (2016b)

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Bruttostromverbrauch

88. Die Bundesregierung vergibt für die Entwicklungen zur Erreichung des Stromeinsparziels nur 2 Punkte (vgl. Kapitel 4.3 in BMWi, 2016a). Auch die Expertenkommission sieht, dass das Ziel, den Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 gegenüber 2008 um 10 % zu senken, mit großer Wahrscheinlichkeit nicht erreicht wird. Die jährliche Reduktionsrate müsste sich versechsfachen von 0,6 % (2008-2015) auf 3,6 % pro Jahr für den Zeitraum bis 2020. Der Monitoring-Bericht verweist auf die Umsetzung des NAPE und weiterer Maßnahmen wie die EU-Ökodesign-Richtlinie und die EU-Richtlinie zur Verbrauchskennzeichnung. Allerdings benennt der Monitoring-Bericht nicht die damit verbundenen Stromeinsparungen. Diese liegen voraussichtlich bei maximal 25 TWh (Schlomann 2016) – bei Fortschreibung des Trends über den Zeitraum von 2008 bis 2015 würden aber zusätzliche Einsparungen von mindestens 80 TWh erforderlich sein, um das Ziel noch zu erreichen. Die Bundesregierung sollte eine entsprechende Einordnung vornehmen und deutlich machen, dass die ergriffenen Maßnahmen also voraussichtlich nur rund ein Drittel der Lücke schließen können. Weitere Maßnahmen müssten dementsprechend angestrebt werden. Darüber hinaus sind neuen Stromanwendungen (z. B. Elektromobilität und weiteren Technologien zur Sektorkopplung) gewünscht, konterkarieren aber das Stromeinsparziel. Dieses sollte deshalb auf den „traditionellen“ Bruttostromverbrauch bezogen werden. Allerdings ist nicht zu übersehen, dass sich dieser Begriff kaum in einem einfachen Indikator fassen lässt. Aus Sicht der Expertenkommission könnte diese Problematik der zusätzlichen Anwendungen und der damit verbundenen Zielerreichung durchaus im Monitoring-Bericht explizit adressiert werden. Für das 2030-Ziel sollte sich das Stromziel dementsprechend auf den traditionellen Stromverbrauch beziehen sowie die neuen Anwendungen adressieren (vgl. Kapitel 2).

3.2 Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz

89. Aus Sicht der Expertenkommission ist die Darstellung der Maßnahmen im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 4, 5 und 15 in BMWi, 2016a) nicht ausreichend. Der Leser muss mit den Maßnahmen schon sehr vertraut sein, um die zum Teil nur mit Kurztitel benannten Maßnahmen, deren Art (Förderung, Ordnungsrecht etc.), sowie die adressierten Sektoren bzw. Energieformen (Strom, Wärme, Endenergie, Umwandlung) oder Zielgruppe zu verstehen. Hinzu kommt die generelle Aussage, dass *„die Bundesregierung von 2016 bis 2020 über 17 Mrd. Euro [entsprechend knapp 3,5 Mrd. Euro jährlich] für Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zur Verfügung [stellt]*“ (vgl. Kapitel 4.2 in BMWi, 2016a). Hier ist nicht ersichtlich, für welche Maßnahmen das Geld ausgegeben werden soll und welche Energieeinsparung von der Förderung erwartet wird. Daher ist eine Bewertung dieser Förderbeträge nicht möglich.[8]

90. Für die Beschreibung bzw. Bewertung der Maßnahmen hat die Expertenkommission in der letzten Stellungnahme 10 Leitsätze für ein gutes Effizienz-Monitoring formuliert und diese exemplarisch für die Maßnahmen „Nationale Top-Runner-Initiative“; „Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Art. 8 EED)“, „Ausschreibungsmodell für Energie-, speziell Stromeffizienz“ und „Weiterentwicklung der KfW-Energieeffizienzprogramme“ durchgeführt. Diese Leitsätze wurden im Monitoring-Bericht nicht für die Beschreibung der Maßnahmen angewendet.

91. Selbst wenn die Leitsätze aus bestimmten Gründen noch nicht vollständig zur Anwendung gebracht werden konnten, so hätte die Expertenkommission zumindest einen Verweis erwartet. Zudem existieren bereits die benötigen Vorstudien, um zumindest die wichtigsten Maßnahmen anhand einiger der Leitsätze zu bewerten. Für ein Effizienz-Monitoring ist eine sinnvolle Bewertung und Beschreibung der Maßnahmen anhand von Leitsätzen

[8] Zum Vergleich: Es werden etwa 2 Mrd. Euro pro Jahr über den Zeitraum 2016 bis 2018 allein über das KfW-Gebäudeprogramm bereitgestellt (BMWi, 2016f).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

ausschlaggebend – auch wenn die Energieeinsparungen der im NAPE genannten Maßnahmen noch nicht belastbar abzuschätzen sind, da sich diese noch am Beginn der Implementierungsphase befinden und ein ergebnisorientiertes Ex-post-Monitoring daher zu diesem Zeitpunkt noch nicht möglich ist.

92. Immerhin weist die Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht darauf hin, dass „*eine faktenbasierte Evaluierung durchgeführt werden*“ soll (vgl. Kapitel 4.4 in BMWi, 2016a). Diese soll für den Fortschrittsbericht im Jahr 2017 zur Verfügung stehen. In dem Kontext erhofft sich die Expertenkommission, dass die 10 Leitsätze, die sie für ein gutes Effizienz-Monitoring formuliert hat (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015), bei der Evaluierung Anwendung finden und entsprechend auch im nächsten Bericht aufgegriffen werden.

Kampagnen zur Änderung von Nutzerverhalten

93. Damit die meisten Maßnahmen ihre Wirkung entfalten können und zu einer Energieeinsparung führen, kommt es zumeist auf das Nutzerverhalten an. Das Einsparpotential durch Nutzerverhalten ist erheblich – gleichzeitig aber auch sehr schwer zu aktivieren und zu quantifizieren. So kann eine Effizienzmaßnahme im Gebäudebereich zu einer „technischen“ Einsparung führen. In der Realität wird aber diese Einsparung ggf. nicht erreicht, da Bewohner die Wirkung der Gebäudedämmung z. B. durch falsches Lüften zunichte machen. Häufig angeführtes Verhaltensversagen im Bereich der Energieeffizienz wurde bereits in der letzten Stellungnahme ausführlich beschrieben sowie durch Hinweise ergänzt, wie Verhaltensänderungen erreicht werden können (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015).

94. Im Monitoring-Bericht wird die Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht’s effizient“ als „*breit angelegte Offensive zur Steigerung der Energieeffizienz*“ hervorgehoben (BMWi, 2016a, S. 28). Erfahrungen lassen vermuten, dass solche Aktionen kaum und in jedem Fall keine dauerhafte Wirkung entfalten.[9] Evaluierungen der AIDS-Präventionskampagnen haben z. B. ergeben, dass spätestens nach zwei Jahren eine erneute Ansprache der Zielgruppe erfolgen muss, um die erwünschten Handlungsmuster aufrecht zu erhalten. Ausländische Erfahrungen zeigen, dass aber überraschende Wirkungen erzielt werden können, wenn die Energieverbraucher im Energiesparen einen persönlichen Sinn erkennen können. Dies war und ist beispielsweise in Belgien und Japan der Fall, wo es den jeweiligen Regierungen durch Aufklärungskampagnen gelungen ist, trotz kurzfristig ausgefallener Kernenergie-Kapazitäten landesweite Brown-outs zu vermeiden. Auch in Deutschland dürfte es entsprechend große Energiesparpotentiale geben.

95. In der verhaltenswissenschaftlichen Forschung wird kontrovers diskutiert, wie umweltschonendes Konsum- und Nutzungsverhalten gestärkt werden kann. In der Debatte zeichnet sich ab, dass viele miteinander verwobene Faktoren das menschliche Verhalten beeinflussen. Neben den individuellen Kosten und Nutzen spielen auch physische und institutionelle Infrastrukturen, Werte, Identität und soziale Normen, Verhalten der Peergroup, frei verfügbare Zeit und individuelle Fähigkeiten eine große Rolle (Umpfenbach, 2014). Zudem gilt es zu bedenken, dass Energieeffizienz für Konsumenten in ihrem Alltagsleben mit seinen großen Ansprüchen an ihre Aufmerksamkeit immer nur ein, sicher oft untergeordnetes Thema ist (Service et al., 2015). Dies bedeutet, dass nur eine umfassende Berücksichtigung und Bearbeitung der vielfältigen Faktoren, die Nutzerverhalten beeinflussen, eine Änderung herbeiführen kann. Staatliche Interventionen sollten dabei gründlich evaluiert werden, um die Effizienz der Maßnahmen zu überprüfen und ggf. Anpassungen durchführen zu können.

[9] Hinzu kommt, dass die Kampagne zwar zum Energiesparen zu Hause (etwa durch bessere Dämmung) gleichzeitig aber auf einem der Plakate zum Reisen aufruft. Damit wird ein klassisches Beispiel für einen Rebound-Effekt im Effizienzbereich offensichtlich direkt „angestrebt“.

3.3 „Efficiency First“ als Leitprinzip

96. Im Grünbuch Energieeffizienz (BMWi, 2016e) und im Monitoring-Bericht wird das Prinzip „Efficiency First” als „Leitbild der Energiewende“ vorgestellt (vgl. Box in Kapitel 4.2 in BMWi, 2016a). „Efficiency First“ gilt als ein Prinzip, das den Wert von Effizienzsteigerung bei Entscheidungen über Investitionen im Energiesektor berücksichtigt und dabei zu einer stärkeren Ausrichtung des Energiesystems an der Nachfrageseite führen soll. Demnach sollten Maßnahmen zur Effizienzsteigerung vorgezogen werden, wenn sie kostengünstiger bzw. wertvoller sind als Investitionen in den Zubau neuer Erzeugungs-, Speicher- und Netzkapazitäten (ECF, 2016, Jahn und Gottstein, 2015). Auf EU-Ebene wurde „Efficiency First“ zwar als eines der Grundprinzipien der neuen Energieunion verankert, allerdings fehlt es an einer hinreichenden Definition (EU-KOM, 2016b).

97. Das BMWi (2016e) schlägt vor, die Planung und Organisation des Energiesystems in Deutschland zukünftig am „Efficiency First“-Prinzip auszurichten und das Prinzip in einem sektorübergreifenden Rechtsrahmen für Energieeffizienz zu verankern. Im Monitoring-Bericht (vgl. Box in Kapitel 4.2 in BMWi, 2016a) wird eine Hierarchie vorgestellt:

1. Effizienzpotentiale sollten gehoben werden,
2. der verbleibende Energiebedarf sollte größtenteils direkt mit erneuerbaren Energien gedeckt werden,
3. ansonsten soll der Energiebedarf durch einen effizienten Einsatz von erneuerbarem Strom gedeckt werden (über Sektorkopplung).

Dabei geht die Bundesregierung davon aus, dass „*eine sinnvolle Priorisierung von Energieeffizienz gegenüber dem Ausbau von Erzeugungskapazitäten […] zu einer Kostenoptimierung des Energiesystems führen [kann]*“ (vgl. Box in Kapitel 4.2 in BMWi, 2016a). „Efficiency First“ bedeutet aus Sicht der Bundesregierung nicht „*Energieeffizienz um jeden Preis, sondern die Wirtschaftlichkeit im Blick zu halten*“.

98. Die Implementierung des „Efficiency First“-Prinzips inklusive einer Hierarchisierung und Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit wird aber bestenfalls sehr abstrakt erläutert. Vielmehr wird dies als offene Frage im Rahmen des Konsultationsprozesses zum Grünbuch (BMWi, 2016e) an die Öffentlichkeit getragen. Daher kann hier keine Einordnung der angestrebten Implementierung vorgenommen werden. Die folgenden Ausführungen sollten dementsprechend als Vorüberlegungen betrachtet werden.

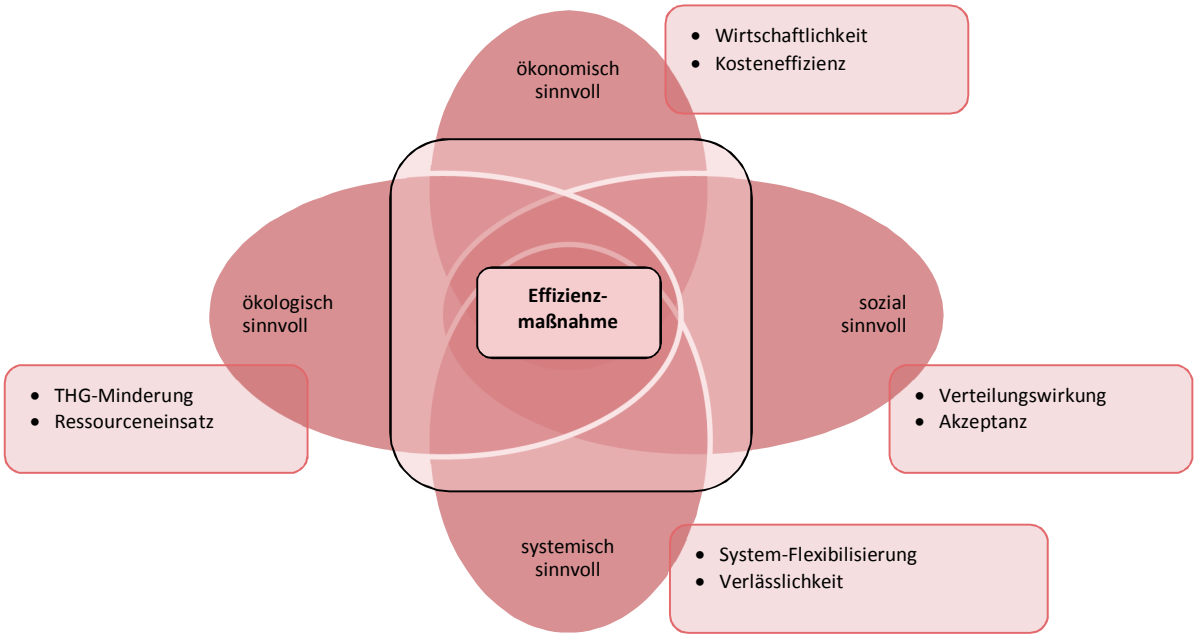
99. Generell begrüßt die Expertenkommission, dass der Energieeffizienz die benötigte hohe Bedeutung beigemessen wird. Gleichzeitig kann das Prinzip nicht als genereller Vorrang für Effizienz interpretiert werden. Es sollte also eher als „Motto“ verstanden werden. Unter dem Prinzip „Efficiency First“ muss aus Sicht der Expertenkommission berücksichtigt werden, dass nicht alle technisch möglichen Effizienzmaßnahmen und mögliche rechtliche Vorschriften und Förderoptionen zur Erhöhung der Effizienz auch sinnvollerweise umgesetzt werden sollten. Bei der Bewertung müssen aus Sicht der Expertenkommission insbesondere folgende Kriterien eine Rolle spielen:

- Ökonomische Kriterien wie Wirtschaftlichkeit und Kosteneffizienz hinsichtlich einer Energieeinheit,
- ökologische Kriterien wie die erwartete THG-Reduktion und der Ressourceneinsatz,
- soziale Kriterien wie etwa die Verteilungswirkung (z. B. überproportionale Belastung von Geringverdienern) oder Akzeptanz der Bevölkerung,
- Systemrelevanz und Sicherheitsaspekte wie Flexibilisierungsoptionen, Speicher oder Verlässlichkeit der Versorgungsquelle.

Entsprechend plädiert die Expertenkommission dafür eher von „Think Efficiency“ als von „Efficiency First“ zu sprechen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 10: „Think Efficiency“: Hohe Bedeutung bei gleichzeitiger Überprüfung anhand von ökonomischen, ökologischen, sozialen und systemischen Kriterien



Quelle: Eigene Darstellung

100. Für jedes der Kriterien wird es auf die Ausgestaltung ankommen. Betrachtet man etwa die Wirtschaftlichkeit einer Maßnahme, kann diese für verschiedene Beteiligte (z. B. Energieversorger oder Verbraucher) berechnet werden, aus volkswirtschaftlicher Sicht und über den gesamten Lebenszyklus. Aus Sicht der Expertenkommission sollten hinsichtlich aller Kriterien Entscheidungen unter Berücksichtigung des Lebenszyklus getroffen werden. Dabei werden etwa Kosten, Energie- und Ressourceneinsatz, aber auch soziale und systemische Aspekte von der Rohstoffgewinnung über Herstellung, Transport bis zur Beseitigung betrachtet.[10] Damit ist die Bewertung umfassend und beschränkt sich nicht auf die pure Nutzungsphase.

101. Bei der Betrachtung einzelner Vorhaben und der Anwendung der Kriterien wird es darüber hinaus auf die Definition der Systemgrenzen des Vorhabens ankommen und welchem der Kriterien welche Gewichtung beigemessen wird. Ein ineffizientes Vorhaben kann etwa durch systemrelevante Charakteristika wie etwa Speicher- oder Flexibilisierungsfunktion und insbesondere auch in einem regionalen Kontext Sinn machen. So haben Elektro- und Elektrodenheizkessel keine wesentlich höhere Energieeffizienz als die traditionellen sogenannten Nachtspeicherheizungen, und im Vergleich zu elektrischen Wärmepumpen fällt ihre Energieeffizienz deutlich zurück. Dennoch handelt es sich um eine ernsthafte Option zur Flexibilisierung der Stromnachfrage, da sie im Vergleich zu Wärmepumpen sehr viel geringere Investitionskosten von weniger als 300 Euro/kWhth haben. Damit sind Elektro- und Elektrodenheizkessel im Prinzip auch dann noch wirtschaftlich betreibbar, wenn sie nur wenige hundert Stunden im Jahr zum Einsatz kommen – vorausgesetzt, dass die Strombezugskosten klar unter dem Preis der zur Wärmebereitstellung eingesetzten fossilen Energieträger liegen. Unter der Berücksichtigung des Kriteriums „Flexibilisierung der Stromnachfrage“ ist diese Technologie also durchaus sinnvoll auch wenn effizientere

[10] Letztlich ist nahezu jede Effizienzmaßnahme mit Investitionen verbunden, die ihrerseits u. U. die Energie- oder Treibhausgasbilanz verschlechtern. Es kommt also darauf an, welcher Energieeinsatz vermindert wird, aber gleichzeitig auch, welche Energieträger in welcher Menge für die Herstellung, etwa von effizienten Geräten, eingesetzt wurden.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Technologien zur Wärmebereitstellung zu Verfügung stehen. Auch gibt es Technologien, die heute noch ineffizient und wirtschaftlich eher uninteressant sind, aber im zeitlichen Verlauf durch ihre Anwendung und Weiterentwicklung effizienter werden und eine wichtige Rolle im Energiesystem einnehmen könnten. Dies betrifft etwa die Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Technologien. Diese Vorhaben oder Technologien sollten nicht durch das „Efficiency First“-Prinzip vom Markt ausgeschlossen oder in ihrer Entwicklung gehemmt werden. Gleichzeitig wird es Vorhaben geben, die zwar effizient aber aus anderen Gesichtspunkten nicht sinnvoll sind, da sie entweder zu einer hohen Umweltbelastung führen oder aber Geringverdiener überproportional belasten. Dies kann etwa eine allzu starke Wärmedämmung sein, die zwar aus Effizienz-Gründen sinnvoll ist, aus ökonomischen, ökologischen und Akzeptanzgründen sollte aber ab einer gewissen Grenze die benötigte Energie nicht eingespart, sondern etwa direkt über erneuerbare Energien bereitgestellt werden.

102. Ein gutes Beispiel für eine umfassende Bewertung findet sich für den Neubau von Bundesgebäuden. Die Bundesregierung hat für diese, über die Energieeinsparverordnung (EnEV) hinaus, eine Lebenszyklusanalyse vorgegeben (BMUB, 2015). Der Leitfaden „Nachhaltiges Bauen“ beinhaltet ökologische sowie ökonomische Kriterien, die über den gesamten Lebenszyklus betrachtet werden (Ökobilanzierung sowie Lebenszykluskosten), aber auch soziokulturelle und funktionale, technische sowie Prozessqualitätskriterien, die in unterschiedlicher Gewichtung in die Bewertung des Gebäudes einfließen. Das Treibhauspotenzial und der Primärenergiebedarf des Gebäudes gehen dabei mit jeweils 3,75 %, die gebäudebezogenen Kosten mit 11,25 % in die Gesamtbewertung ein (BMUB, 2013). Bundesgebäude müssen mindestens einen Gesamterfüllungsgrad von 65 % erreichen (Silber-Niveau). Für Sanierungen gilt der Leitfaden allerdings nicht.

Implementierung als Grundprinzip

103. Ob und wie „Efficiency First“ letztlich den gesetzlichen Rahmen (inklusive Ordnungsrecht, Bepreisung, finanzielle Anreize und Information) für das Energiesystem in Deutschland verändern soll, scheint zu diesem Zeitpunkt noch nicht geklärt. Ein prominentes Beispiel für eine Rangfolge in einem Gesetz findet sich im Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG): Es sieht eine Priorisierung des Umgangs mit Abfällen durch Abfallerzeuger und -besitzer sowie öffentlich-rechtliche Träger vor (§ 6 sowie weitere Vorschriften aus Teil 2 des KrWG) wobei Abfall 1. vermieden, 2. für die Wiederverwendung vorbereitet, 3. recycled, 4. sonst wie verwertet (insb. energetisch) und 5. beseitigt werden soll. Ausgehend von dieser Rangfolge sollen im Ergebnis diejenigen Maßnahmen ergriffen werden, die den Schutz von Mensch und Umwelt bei der Abfallerzeugung und -bewirtschaftung am besten gewährleisten, und zwar unter Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus des Abfalls. Dabei sind im Sinne einer umfassenden Nachhaltigkeit neben übergreifenden Umweltschutzaspekten auch technische, wirtschaftliche und soziale Gesichtspunkte einzubeziehen.

104. Die Rangfolge muss als Grundprinzip verstanden werden, welche die Präferenz des Gesetzgebers in Übereinstimmung mit den EU-Vorgaben spiegelt. Es entstehen aber keine direkten Pflichten etwa für Kommunen oder Unternehmen, da die Vorgabe abstrakt und nicht direkt vollziehbar ist. Erst in den folgenden Paragraphen des KrWG werden konkrete Rechtspflichten und ihre Ausnahmen formuliert sowie dem Gesetzgeber die Möglichkeit eingeräumt, diese Grundpflichten durch Rechtsverordnungen zu spezifizieren. Dabei wird immer wieder auf die Kriterien des Grundprinzips verwiesen. Die Einführung einer „abstrakten“ Rangfolge in einem neuen Gesetz, bei dem die Energieeffizienz an erster Stelle steht, wird also mit großer Wahrscheinlichkeit keine direkte Auswirkung auf Unternehmen, Kommunen oder Konsumenten haben. Zudem kann man davon ausgehen, dass es wie im KrWG letztlich auf eine Abwägung anhand verschiedener Kriterien ankommen wird.

105. Internationale Beispiele (vgl. Box 1) zeigen, dass das Prinzip „Efficiency First“ in anderen Ländern bereits sehr konkret für Stromerzeugung bzw. -verbrauch implementiert worden ist. Dabei steht die Wirtschaftlichkeit

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

der Maßnahme bei der Bewertung, ob diese umgesetzt werden muss, im Vordergrund. So muss bei einer kostenoptimalen Planung („least cost planning") die Effizienzmaßnahme kostengünstiger sein als neue Erzeugungskapazitäten oder der Netzausbau; in Kalifornien müssen EVUs hingegen alle wirtschaftlichen Effizienzmaßnahmen ergreifen, bevor auf erneuerbare oder andere Quellen zurückgegriffen werden kann.

Box 1: Internationale Beispiele für „Efficiency First"

International ist das Prinzip „Efficiency First" nicht neu. So wurde in einigen Staaten der USA und in Kanada bereits in den 1980er Jahren die kostenoptimale Planung („least-cost planning"), auch integrierte Ressourcenplanung („integrated resource planning") genannt, gesetzlich vorgegeben. Sie verpflichtet Energieversorger, der zuständigen Regulierungsbehöre langfristige Last- und Ressourcenprognosen mit einem Mix zu Minimalkosten vorzulegen, der sowohl Optionen auf Angebots- als auch Nachfrageseite berücksichtigt (Kushler, 2014). Die zugrundeliegende Annahme ist, dass es für Energieversorger oft kostengünstiger ist, Energieeffizienzmaßnahmen beim Endverbraucher durchzuführen als in neue Kraftwerke zu investieren. Die Pläne sind meistens auf 10-20 Jahre ausgelegt und müssen alle 2-5 Jahre erneuert werden. Dabei müssen die Energieversorger die vorhandenen Optionen, Bewertungsmethoden und Kostenkalkulationen offen legen. In Colorado sind die Unternehmen sogar verpflichtet, drei verschiedene Pläne vorzulegen, die jeweils mehr Gewicht auf erneuerbare Energien, Nachfragesteuerung oder neue Technologien legen. In den 1990er Jahren ersetzten einige US-Bundesstaaten diese Regelungen durch die Pflicht, Beschaffungspläne (teilweise aber auch „Integrated Resource Plans" genannt) einzureichen, meist mit kürzerem Zeithorizont (10 Jahre) und höherer Frequenz (jährlich) (Wilson und Peterson, 2011). In Connecticut wurden die Beschaffungspläne 2007 eingeführt mit der Anforderung, dass Energieeffizienz als vorrangige Ressource behandelt wird.[11]

Eine ähnliche Priorisierung von Energieeffizienz wurde 2003 in Kalifornien mit der „Loading Order" eingeführt. Diese setzt fest, dass Energieeffizienz die wichtigste Energieressource zur Abdeckung steigender Stromnachfrage ist, gefolgt von erneuerbaren Energien, dezentralen Energiequellen, und erst als letzte die saubersten fossilen Ressourcen (State of California, 2003). Die „Loading Order" dient als Grundlage für Kaliforniens Energiepolitik, muss aber auch bei den Beschaffungsplänen der Energieversorger (Abkürzung: EVUs) berücksichtigt werden. Dazu werden jährliche Ziele für private Energieversorger im Bereich Effizienz- und Lastmanagement, unterteilt nach Versorgungsgebiet, festgelegt. Die Ziele basieren auf einer Analyse der technischen Potentiale und der Wirtschaftlichkeit der potentiellen Maßnahmen (CPUC, 2016). EVUs müssen entsprechend alle fünf Jahre einen Plan vorlegen, in dem sie darlegen, dass bei der Beschaffung zusätzlicher Ressourcen zuallererst Effizienz- und Nachfrageminderungsmaßnahmen ergriffen und die Effizienzziele erreicht werden. Die Pläne müssen durch die „Public Utilities Commission" abgesegnet werden. Zusätzlich garantiert Kalifornien den EVUs finanzielle Belohnungen für Effizienzmaßnahmen (CPUC, 2016).

106. Einen Vorrang von Stromeinsparungen bei Verbrauchern gegenüber Neukapazitäten oder Netzausbau (wie etwa in den USA) wäre in Deutschland allerdings schwer umzusetzen: Durch die gesetzliche Entflechtung von Erzeugung, Übertragung und Verkauf an den Endverbraucher hat etwa derjenige, der ein Kraftwerk bauen möchte, oder der Netzbetreiber, keinen direkten Zugriff auf die Endverbraucher, um dort Effizienzmaßnahmen durchzuführen. Hier sollte überlegt werden, den potentiellen Investor zur Durchführung einer Ausschreibung für Effizienzmaßnahmen und ggf. auch für Speicher zu veranlassen.

107. Aus Sicht der Expertenkommission sollte die Implementierung von „Efficiency First" oder besser von „Think Efficiency" als Grundprinzip bedeuten, dass die Bundesregierung den gesamten gesetzlichen Rahmen für das Energiesystem hinsichtlich von Hemmnissen und Verbesserungsmöglichkeiten für eine effiziente Erzeugung,

[11] 2007 Electric and Energy Efficiency Act; Energy Future Act of 2011 (PA 11-80).

Verteilung und Nutzung von Energie überprüft und anpasst. Dabei sollten aus Sicht der Expertenkommission ökonomische, aber auch ökologische, soziale und systemische Kriterien bei der Bewertung berücksichtigt werden (vgl. Absatz 99).

3.4 Energieeffizienz im Gebäudebereich

108. Im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 5 in BMWi, 2016a) geht die Bundesregierung davon aus, dass das 2020-Ziel im Gebäudebereich gesichert erreicht wird. Die Expertenkommission sieht die Entwicklung zwar positiv, hält die Zielerreichung aber als nicht unbedingt für gesichert. Bei Betrachtung der bereinigten Werte ergibt sich, dass die jährliche Reduktionsrate von 1,5 % in den Jahren 2008 bis 2015 auf 2,4 % in den fünf Jahren von 2015 bis 2020 steigen muss. Bei gleicher Reduktionsrate würde das Ziel um etwa 130 PJ verfehlt werden. Der NAPE umfasst Maßnahmen im Gebäudebereich mit einer erwarteten Einsparung von lediglich rund 30-40 PJ. Dass damit aber *„bereits ein großer Schritt gemacht werden [kann] das energiepolitische Ziel des nahezu klimaneutralen Gebäudebestands zu erreichen“* (Kapitel 5.4 in BMWi, 2016a), sieht die Expertenkommission nicht. Weitere Anstrengungen sind unumgänglich, insbesondere auch mit Blick auf die Erreichung der gesamtwirtschaftlichen Effizienzziele und für das langfristige Ziel, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen.

109. Bis 2050 soll eine Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs[12] um 80 % erreicht werden. Dazu wurde mit der Effizienzstrategie Gebäude (ESG) (BMWi, 2015c) ein Rahmen für Entwicklungen im Gebäudebereich festgelegt. Die ESG zeigt zwei Szenarien, mit denen ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden kann – ein Szenario mit Fokus auf Erneuerbare und ein Szenario mit Fokus auf die Energieeffizienz – wobei sich die tatsächliche Entwicklung zwischen diesen beiden Grenzen bewegen soll.

110. Die ESG erscheint für die Jahre bis 2030 aber wenig ambitioniert. Für das Jahr 2020 gehen die beiden Szenarien (Fokus auf Effizienz bzw. auf erneuerbare Energien) davon aus, dass das Ziel einer Reduktion des Endenergiebedarfs nicht erreicht wird (-12 % bzw. -10 % gegenüber 2008). Dabei zeigt sich, dass bereits im Jahr 2015 eine Reduktion von -11 % (bzw. -10 % bereinigt) erreicht wurde. Für das Jahr 2030 liegt die Einsparung im Effizienz-Szenario bei -30 % während im Erneuerbaren-Szenario lediglich das 2020-Ziel erreicht wird. Für die Erreichung der Ziele aus dem Klimaschutzplan wird aber die Reduzierung des Endenergiebedarfs der Gebäude eine wichtige Rolle spielen und sollte in der Größenordnung des Effizienz-Szenarios liegen (vgl. Kapitel 2).

111. Für das Jahr 2050 zielt die ESG auf einen Endenergiebedarf der Gebäude zwischen rund 2.200 PJ bzw. 1.600 PJ. Dies entspricht einer Reduktion von 54 % bzw. nur 35 % des Endenergiebedarfs. Im Erneuerbaren-Szenario wird die Energie hauptsächlich durch Strom und Biomasse bereitgestellt (BMWi, 2015c, S. 50). Im Effizienzszenario werden zu größten Teilen Gase und Strom zur Energiebereitstellung genutzt. Insbesondere wird dabei auch von einer Reduktion der Wärmemengen, die über Wärmenetze verteilt werden von fast 75 % (gegenüber 2008) ausgegangen (BMWi, 2015c, S. 47). Je weniger Energie, desto teurer werden die Netze bezogen auf die gelieferte Energie. Im Effizienz-Szenario wäre eine Abschaltung (und ggf. Rückbau) von Wärmenetzen daher unumgänglich.

[12] Wie in den letzten Jahren plädiert die Expertenkommission dafür, dass die Bundesregierung im Interesse der Klarheit vom nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf der Gebäude spricht, denn bei der Berechnung des (gesamtwirtschaftlichen) Primärenergieverbrauchs werden auch die erneuerbaren Energien energetisch bewertet. Dies ist beim 80 %-Ziel in Anlehnung an die EnEV nicht der Fall: Danach erfolgt die Berechnung durch Multiplikation des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor, welcher aus den Anwendungsbilanzen der einzelnen Energieträger (Öl, Gas, Fernwärme, Holz usw.) bekannt ist, mit den jeweilig definierten Primärenergiefaktoren. Die Erneuerbaren werden grundsätzlich mit Null bewertet (Holz mit 0,2).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

112. Die Zielerreichungen im Gebäudebereich werden Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftlichen Ziele für das Jahr 2030 und 2050 haben. Da Gebäude bisher immerhin ein gutes Drittel des Endenergiebedarfs ausmachen, wird bei dem Szenario mit dem Fokus auf die Erneuerbaren das Klimaziel sowie das Primärenergieeinsparziel und auch das Endenergieproduktivitätsziel vergleichbar schwerer zu erreichen sein, da insbesondere dann die weiteren Sektoren einen größeren Beitrag leisten müssen. Aber auch das Effizienz-Szenario ist nicht ambitioniert genug mit Blick auf den Klimaschutzplan. Die bisher entsprechend vorgesehenen Maßnahmen aus der ESG werden also wohl nicht ausreichend sein.

113. Der Monitoring-Bericht verweist bei der Evaluierung der Maßnahmen aus der ESG auf den nächsten Fortschrittsbericht. Dabei wird nicht klar, welche Maßnahmen damit konkret gemeint sind, da die ESG zum einen bereits implementierte Maßnahmen listet und eine Reihe von „Vorschlägen für Weiterentwicklung bestehender Maßnahmen“ sowie „mögliche weitere Handlungsfelder [nennt], die mit den Stakeholdern zunächst grundlegend diskutiert werden sollen“ (BMWi, 2015c, S. 71 f.). Eine Übersicht darüber, welche Maßnahmen sich in welcher Phase befinden sowie ob und wie sich das Maßnahmenpaket für die beiden Szenarien unterscheidet, wäre im Monitoring-Bericht sinnvoll gewesen.

Maßnahmen im Bereich der Gebäudeeffizienz

114. Wie bereits hervorgehoben, findet eine ausreichende Beschreibung der Maßnahmen etwa hinsichtlich des möglichen Fördervolumens und der erwarteten Energieeinsparung im Monitoring-Bericht (vgl. Ziffer 89) ebenso wenig statt wie in der ESG. Zudem fehlen bei der Auflistung der Maßnahmen die Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie Hinweise auf die Diskussion einer Zusammenlegung von EnEV und EEWärmeG. Die Zusammenlegung und damit (hoffentlich) einhergehende Vereinfachung findet die Zustimmung der Expertenkommission. Im gleichen Zuge sollte entsprechend auch eine Zusammenführung von MAP und KfW-Gebäudeprogrammen geprüft werden.

115. Im Gebäudebereich werden durch die Energieeinsparverordnung (EnEV) für Neubauten sowie Sanierungen Effizienzstandards vorgegeben. Für die Nutzung von Erneuerbaren am Gebäude zur Wärmeerzeugung (direkt oder indirekt) ist aber eine Gleichstellung in der EnEV verankert, da diese mit Null bewertet werden und damit wie eine Effizienzmaßnahme wirken.[13] Damit wird letztlich der Effizienz kein Vorrang gegeben und die Entscheidung liegt vielmehr beim Bauherrn, sodass dann etwa ökonomische, ökologische und optische Kriterien des Gebäudeeigentümers ausschlaggebend sind.

116. Neben der EnEV wird im Neubau die Nutzung von erneuerbaren Energien über das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) gefördert. Dabei unterstützen sich beide Vorschriften gegenseitig in der Erfüllung, denn die Nutzung von erneuerbarer Wärme wirkt sich positiv auf den Primärenergiebedarf eines Gebäudes aus. Gleichzeitig hilft aber auch die EnEV bei der Einhaltung des EEWärmeG, denn eine „Übererfüllung“ der EnEV kann im EEWärmeG als „Ausgleichsmaßnahme“ angerechnet werden, so dass der Anteil erneuerbarer Wärme reduziert werden kann.

117. Eine umfassende Analyse über den Lebenszyklus (Energieeinsatz, Kosten, Umweltwirkung von Bau, Materialien, Sanierungsfällen und Abriss) wird in der energetischen Bewertung des Gebäudes bisher nicht berücksichtigt. Allerdings ist dies bei neuen Bundesgebäuden der Fall (vgl. Ziffer 102). Der Leitfaden Nachhaltiges Bauen

[13] Der maximal zulässige Primärenergieverbrauch (PEV) des Gebäudes wird unter Nutzung von Umrechnungsfaktoren für die einzelnen eingesetzten Energieträger berechnet. Dabei werden die Erneuerbaren mit Null bewertet (Biomasse hat einen Faktor von 0,2). Der Einsatz von Strom, der nicht erneuerbar am Gebäude erzeugt wird, wird mit einem Faktor von 1,8 bewertet. Mit steigendem Anteil von Erneuerbaren an der Stromerzeugung wird dieser Faktor in Zukunft sinken.

könnte auch für große Neubauprojekte (etwa über 2 Mio. Euro) außerhalb der Verantwortlichkeit der Bundesregierung verpflichtend eingeführt werden.

118. Vorgaben zur Berücksichtigung des Energieverbrauchs und der Kosten über den Lebenszyklus haben insbesondere Effekte auf das Design des Gebäudes sowie die genutzten Baumaterialen. Bei den Baumaterialien spielt insbesondere die Lebenserwartung sowie der Energieverbrauch zur Bereitstellung der Baumaterialien eine Rolle; allerdings fällt der Energieeinsatz für die Baumaterialien im Unterschied zum Energieverbrauch über die Laufzeit (zum Heizen) nicht ins Gewicht (Sölkner et al., 2014).

119. Die Vorgaben für den Neubau müssen schneller dem Zielniveau 2050 angepasst werden, soweit dies technisch und wirtschaftlich bereits darstellbar ist. Geht man davon aus, dass Gebäude nur etwa alle 50 Jahre grundlegend saniert werden, bedeutet dies, dass alle Neubauten, die heute nicht dem Zielniveau entsprechen, nachgebessert werden müssen. Wie dies durchgesetzt werden könnte, ist offen. Eine gesetzliche Verpflichtung wäre wohl politisch schwierig. Deshalb sollten finanzielle Anreize für die Gebäude zur Verfügung stehen, die noch unter anderen „Rahmenbedingungen“ gebaut worden sind. Daher ergibt sich aktuell die Notwendigkeit, Neubauten direkt zielkonform zu gestalten.

120. Für die Sanierung gilt, dass die Umsetzung ehrgeiziger Effizienzziele im Bereich der Gebäude lange Zeiträume erfordert. Irgendwann aber muss jedes Gebäude grundlegend saniert (oder abgerissen) werden. An dieser Stelle kann das Ordnungsrecht greifen. Allerdings gilt auch: Je höher die Anforderungen, desto länger werden grundlegende Sanierungen aufgeschoben, insbesondere in Gebieten, wo die mit den Sanierungsmaßnahmen verbundenen Mietanhebungen nicht umgesetzt werden können oder Eigentümer nicht die finanziellen Mittel aufbringen (können).

121. Daneben sind auch andere Schwierigkeiten zu beachten. So sind bei niedrigen Energiepreisen Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebereich wenig rentabel. Ob Haushalte eine energetische Sanierung durchführen, ist primär eine Frage von Kosten und Nutzen für die Haushalte. Haushalte werden eine energetische Sanierung dann durchführen, wenn sich diese für sie lohnt. Das ist dann der Fall, wenn der Barwert der eingesparten Energiekosten durch die Sanierung größer ist als die anfänglich dafür aufzubringenden Investitionskosten. In diesem Kalkül gibt es grundsätzlich drei entscheidende Faktoren: die Effizienzsteigerung bzw. Energieeinsparung, die erwarteten zukünftigen Energiepreise und der Zinssatz. Es ist unmittelbar einleuchtend, dass es der Durchführung von Sanierungsinvestitionen entgegensteht, wenn die Brennstoffpreise oder auch nur die Erwartungen darüber sinken. Die eingesparten Energiekosten relativ zu den Investitionskosten werden dadurch kleiner. Ein sinkender Zins (als Treiber der Finanzierungskosten für Sanierungsmaßnahmen oder implizit als Opportunitätskosten des genutzten Eigenkapitals) führt hingegen dazu, dass Investitionen lohnenswerter werden. Welcher dieser beiden gegenläufigen Effekte überwiegt, ist letzten Endes eine empirische Frage.

122. Förderprogramme zielen darauf ab, Sanierungen für Hauseigentümer möglichst attraktiv zu machen. Sie versuchen, die Investitionskosten zu reduzieren, z. B. durch direkte Zuschüsse, durch Steuererleichterungen oder durch zinsverbilligte Darlehen. Bei erwartet niedrigen Energiepreisen sind Sanierungen einzelwirtschaftlich oftmals überhaupt erst dann sinnvoll, wenn entsprechende Förderprogramme die Investitionen unterstützen (Amstalden et al., 2007). Gebäudesanierungen zur Senkung des Energieverbrauchs und der CO_2-Emissionen sind also mit Zusatzkosten verbunden. Im Falle eines Niedrig- oder Nullzinsumfeldes haben zinsverbilligte Darlehen zudem kaum Durchschlagskraft.

123. Neben diesen grundsätzlichen Zusammenhängen spielt die Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger Brennstoffpreise eine besondere Rolle. Selbst Energieexperten können hier leicht zu falschen Einschätzungen gelangen. Auch dem Hausbesitzer wird die Einschätzung der zukünftigen Energiepreise schwer fallen. Das bedeutet, dass bei Sanierungsentscheidungen sowohl die Energieeinsparung als auch der Zinssatz relativ leicht, aber die

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

zukünftigen fossilen Energiepreise schwer zu beziffern sind. Auch Unsicherheiten über den regulatorischen Rahmen der Energiewende sind hier von großer Bedeutung. Unsicherheit macht das Investitions-Entscheidungskalkül zusätzlich komplex.

124. Hinzu kommt die Tatsache, dass Haushalte häufig risikoavers handeln. Da Sanierungen für die meisten Hauseigentümer hohe Aufwendungen bedeuten und einmaliger Natur sind, sind Haushalte auch nicht in der Lage, wie Großinvestoren ihre Projekte zu diversifizieren. Haushalte kommen also bei ihrem Kosten-Nutzen-Kalkül zu anderen Ergebnissen als ein gänzlich risikoneutraler Akteur. Ggf. lohnt es sich also für Haushalte zu warten, statt unmittelbar zu handeln. Dies gilt umso mehr, da aktuell eine Niedrigpreislage bei fossilen Brennstoffen vorliegt, die das Warten begünstigt. Risikoaversion kann im Ergebnis dazu führen, dass die Reaktion der Haushalte auf Förderprogramme schwächer ausfällt als dies bei einem risikoneutralen Investor zu erwarten wäre. Zum einen werden die Haushalte möglicherweise sehr viel weniger Investitionsprojekte umsetzen als dies mit dem „einfachen" Investitionskriterium des Nettobarwerts ohne Risiko als sinnvoll erachtet worden wäre. Zum anderen können Veränderungen der erwarteten Ausgaben (z. B. durch günstigere Zinskonditionen oder Zuschüsse) nur geringe Auswirkungen auf die Haushaltsentscheidung haben.

125. Gerade in Zeiten niedriger Energiepreise und geringer Rentabilität von Sanierungsmaßnahmen, sollten Fixkosten (monetäre, aber auch zeitliche) möglichst gering gehalten werden. Diese fallen in der Planungsphase von energetischen Sanierungen an und stellen eine zusätzliche Hürde für deren Umsetzung dar. In gleicher Weise sollte auch die Absicherung der Haushalte gegenüber Risiken eine gewichtigere Rolle spielen. Eine Möglichkeit, wie Fixkosten mittels Skalenerträgen verkleinert und Risiken reduziert werden können, stellen ggf. die von der Bundesregierung angedachten individuellen Sanierungsfahrpläne dar. Deren Ziel ist eine „*standardisierte Empfehlung einer passgenauen, stufenweisen energetischen Sanierung*" (BMWi, 2016a, S. 42). Unklar bleibt allerdings, wer die Pläne entwickeln und finanzieren soll oder auch wie einerseits eine Standardisierung erreicht und gleichzeitig auf alle individuellen Besonderheiten eingegangen werden kann. Fraglich ist zudem, ob die Sanierungsfahrpläne obligatorisch oder freiwillig sein sollen.

126. Effiziente Neubauten und Sanierungen werden über die KfW gefördert. Gefördert werden Neubauten sowie die energetische Sanierung von Bestandgebäuden, wenn diese die Vorgaben der EnEV übertreffen. Je nach KfW-Effizienzhaus-Standard ist auch die Förderung gestaffelt: für Neubau gibt es drei Stufen (KfW-40 plus, 40 und 55)[14]. Für die energetische Gebäudesanierung werden Einzelmaßnahmen sowie die Erreichung eines KfW-Effizienzhausstandards (KfW-55, 70, 85, 100 und 115) gefördert. Fast die Hälfte aller Neubauten wird über das KfW-Programm gefördert (vgl. Kapitel 5.3 in BMWi, 2016a). Entsprechend kann das KfW-Programm genutzt werden, um bereits heute die Standards zumindest in den geförderten Neubauten so hoch zu setzen, dass diese dem 2050-Ziel gerecht werden (mit einem Primärenergiebedarf von nahezu Null). Eine Förderung unter dem Zielniveau macht aus Sicht der Expertenkommission keinen Sinn.

127. Auch für die Gebäudesanierung sollten die Förderstufen entsprechend ambitioniert ausgestaltet werden, und die höchste Förderstufe sollte ebenfalls eine zielkonforme Sanierung fordern. Das Programm sollte aus Sicht der Expertenkommission hohe Sanierungstiefen anstreben. Investitionen in z. B. Ölheizungen sollten vom Förderprogramm nicht mehr unterstützt werden. Eine Zusammenführung mit dem MAP kann in diesem Kontext hilfreich sein, da so eine Finanzierung auch für die erneuerbare Wärme aus der gleichen Hand angeboten werden kann. Die Überlappung beider Fördermechanismen mit zum Teil unterschiedlichen Vorgaben (das KfW-Programm sowie das MAP fördern in gewissem Maße die energetische Sanierung und den Einsatz erneuerbarer Heizsysteme) erhöht die Komplexität und ist daher nicht unbedingt hilfreich, Gebäudebesitzern die Förderoptio-

[14] KfW-55 entspricht dabei einem Gebäude mit einem Primärenergiebedarf von 55 % eines vergleichbaren Referenzgebäudes nach EnEV.

nen zu vermitteln und somit Investitionen anzureizen. Die im Zuge der ESG angestrebten Überlegungen zur besseren Integration von erneuerbaren Heizsystemen im Gebäudebereich sollten daher auch eine Evaluierung der (Wechsel-)Wirkung beider Förderinstrumente mit Blick auf Gebäudeeigentümer und deren Entscheidungsprozesse und die entsprechende Vereinfachung beider Förderinstrumente und ggf. ihr Zusammenlegen umfassen.

128. Neben dem KfW-Programm und dem MAP kann aus Sicht der Expertenkommission auch die steuerliche Förderung bei geeigneter Ausgestaltung ein wirksames Instrument sein, um verstärkt Investitionen in die Gebäudesanierung anzureizen. Voraussichtlich spricht die steuerliche Förderung eine größere Breite an Eigentümern an als das KfW-Gebäudesanierungsprogramm, da Steuerersparnisse einen hohen Anreiz darstellen. Gebäudebesitzer, die die Gebäudesanierung ohne KfW-Förderung umsetzen möchten, profitieren davon ebenfalls und ggf. können Steuerberater als zusätzliche „Vermarkter“ aktiviert werden (vgl. Kapitel 6.1 in EWK, 2014b). Die Expertenkommission rät daher der Bundesregierung, nochmals den Versuch zu unternehmen, den Bundesrat von der steuerlichen Lösung zu überzeugen.

129. Für Förderinstrumente, die nicht kostenneutral implementiert werden können, gilt das Gebot der Kosteneffizienz in besonderem Maße. Stärkere Anstrengungen sollten in den Programmen unternommen werden, bei denen hohe Einsparungen vergleichsweise günstig zu erreichen sind. Damit bedarf es belastbarer Indikatoren und Zeitreihen, um die Beurteilbarkeit der Programme zu erhöhen.

130. Das Monitoring der KfW macht dies zumindest in regelmäßigen Abständen. Allerdings adressieren die Evaluierungen des Programms nicht die Frage, ob Gebäudebesitzer durch das Programm zum energetischen Sanieren angestoßen werden oder ob sie erst nach der Entscheidung, eine energetische Sanierung vorzunehmen, auf das Programm aufmerksam werden. Des Weiteren ist unklar, ob das Programm dann zu einer höheren Sanierungstiefe führt oder diese schon vorher feststeht und der Förderbetrag „mitgenommen“ wird. Die Beantwortung dieser Fragen würde helfen, das Programm zu verbessern.

3.5 Schlussgedanke

131. Im Bereich der Energieeffizienz stellt der Monitoring-Bericht die reinen Daten klar und nachvollziehbar dar. Allerdings fehlt im Bereich der erwartbaren Zielverfehlungen eine Einordnung inwieweit die vorgegebenen Ziele mit den bereits beschlossenen Maßnahmen noch erreicht werden können und inwieweit weitere zusätzliche Maßnahmen geplant bzw. angestrebt werden müssten.

132. Auf der Maßnahmenebene sind die Beschreibungen nicht leicht zu verstehen und es ist an einigen Stellen schwer nachvollziehbar, von welchen Maßnahmen genau die Rede ist. Zum einen gibt es schon länger implementierte Maßnahmen, die dann aber etwa innerhalb des NAPEs angepasst wurden. Es gibt neue Maßnahmen, die im NAPE festgelegt worden sind und zusätzlich finden sich in der Effizienzstrategie Gebäude weitere Maßnahmen, die aber unter Vorbehalt nur vorgeschlagen worden sind. Hier fehlt es an einer guten Übersicht, die auch die erwarteten Einsparungen für jede der Maßnahmen deutlich macht. Die Expertenkommission erhofft sich, dass ihre 10 Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring zumindest für die wichtigsten Maßnahmen im nächsten Bericht der Bundesregierung aufgegriffen werden.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

4 Verkehr nicht zu eng denken

Das Wichtigste in Kürze

Die jüngere Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr deutet darauf hin, dass es keine realistische Möglichkeit mehr gibt, den Endenergieverbrauch in diesem Sektor bis zum Jahr 2020 um 10 % gegenüber 2005 zu reduzieren. Im Projektionsbericht wird die Erreichung des 2020-Ziels erst um das Jahr 2030 herum erwartet. Mit den derzeitigen Maßnahmen im Verkehrssektor sind die vorhersehbaren Endenergie-Einsparungen gegenüber dem heutigen Stand also sehr begrenzt.

Zielszenarien zeigen den Weg zu substantiellen Reduktionen von Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen des Verkehrs, auch mit Blick auf 2050. Diese Szenarien basieren jedoch auf Annahmen zu Politikmaßnahmen im Verkehr, die eher einen grundlegenden Politikwechsel im Vergleich zur derzeitigen Situation darstellen.

Der Klimaschutzplan 2050 setzt ein ambitioniertes Zwischenziel für die CO_2-Emissionen des Verkehrs im Jahr 2030. Ebenso resultiert von europäischer Seite aus dem derzeitigen Vorschlag zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021-2030 (Effort Sharing Regulation) eine ambitionierte Vorgabe zur Reduktion der Nicht-ETS-Emissionen, zu deren Erreichung der Verkehr eine Schlüsselrolle spielen wird. Sollte die Bundesregierung die Erreichung dieser Ziele wirklich ernst nehmen, muss der benannte Politikwechsel im Verkehr dringlich stattfinden.

Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die negativen Wirkungen des Verkehrs vielfältig sind und über reine CO_2-Emissionen hinausgehen. Emission von Schadstoffen und Lärmbelastung erzeugen hohe Kosten für das Gesundheitssystem und beeinflussen die Lebensqualität in Ballungszentren. Die vom Verkehr beanspruchten Flächen begrenzen die Möglichkeiten alternativer Nutzungen und zerschneiden Habitate und Lebensräume. Verkehrsstaus verursachen hohe volkswirtschaftliche Kosten. Des Weiteren führt der Straßenverkehr immer noch zu einer großen Zahl an Unfällen und einer wieder ansteigenden Zahl an Verkehrstoten.

Zur Adressierung der negativen Wirkungen des Verkehrs stehen jeweils spezifische Handlungsfelder zur Verfügung. Hierzu gehören die Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe, Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr, Verlagerung des Verkehrs zu effizienteren und emissionsärmeren Trägern und die Vermeidung von motorisiertem Verkehr. Die Politik muss bei der Gestaltung des Verkehrssektors alle Handlungsfelder entsprechend ihrer Potenziale nutzen, um die Gesamtheit der negativen Wirkungen des Verkehrs anzugehen.

Neben spezifischen Politikmaßnahmen für einzelne Handlungsfelder sollten handlungsfeldübergreifende Preisinstrumente, z. B. in Form der Besteuerung externer Effekte auf Basis des spezifischen volkswirtschaftlichen Schadens (Pigou-Steuer), Anreize setzen, die negativen Wirkungen des Verkehrs zu reduzieren. Eine Möglichkeit wäre die Ausweitung der Maut auf die komplette Verkehrsinfrastruktur und für alle Nutzer und deren Umgestaltung hin zu regional und zeitlich differenzierten Mautpreisen.

Die Expertenkommission rät der Bundesregierung, die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie zu einer integrierten und verkehrsträgerübergreifenden Langfriststrategie mit klaren zeitlichen Perspektiven und quantitativen Zielen weiterzuentwickeln. Diese sind auch deshalb erforderlich, damit sich die Marktteilnehmer über die Absichten der Bundesregierung orientieren können.

133. Die Expertenkommission begrüßt, dass sich die Bundesregierung im aktuellen Monitoring-Bericht dem Verkehrssektor ausführlicher widmet als in den vergangenen Jahren. Der erneute Anstieg des Endenergieverbrauchs zeigt, dass es hier erheblichen Handlungsbedarf gibt. Ohne Frage gibt es keinen anderen Bereich in dem der Rückstand gegenüber den Zielen der Energiewende größer ist als im Verkehrssektor.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

134. Die Bundesregierung stellt im Monitoring-Bericht fest, dass zur Erreichung des 2020-Ziels im Verkehr weitere Anstrengungen auch kurzfristig erforderlich seien. Während die Expertenkommission die Einschätzung der Bundesregierung zur dringenden Notwendigkeit weiterer Anstrengungen im Verkehr teilt, sieht sie angesichts der Entwicklungen im Endenergieverbrauch der letzten Jahre allerdings keine realistische Möglichkeit mehr das Ziel für das Jahr 2020 noch zu erreichen.

135. Auch mit Blick auf das Jahr 2030 zeigt sich, dass mit derzeitigen Maßnahmen die prognostizierten Einsparungen an Endenergie gegenüber dem aktuellen Stand sehr begrenzt sind. Abbildung 11 stellt den Endenergieverbrauch im Verkehr im Jahr 2030 entsprechend verschiedener Prognosen und Szenarien dar und vergleicht diese Zahlen mit dem Ist-Wert von 2015, dem Zielwert für 2020 und dem Zielwert für das Jahr 2050. In der Modellierung des Endenergieverbrauchs des „Mit-Maßnahmen-Szenario“ des Projektionsberichts werden alle Maßnahmen berücksichtigt, die bis zum 31. August 2014 ergriffen wurden, während das „Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario“ auch die im „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ und im „Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz“ vorgesehenen politischen Maßnahmen berücksichtigt. Dem Projektionsbericht folgend wird das 2020-Ziel im Verkehr gerade einmal im Jahr 2030 erreicht bzw. verfehlt, sollte die Umsetzung der zusätzlichen Maßnahmen nicht vollständig erfolgen oder nicht die erhofften Einsparungen bringen. Die Energiereferenzprognose stellt die Entwicklung der Energieversorgung bis 2030 dar, unter Berücksichtigung energiepolitischer Weichenstellungen die nach Einschätzung der Autoren mit einer hohen Eintrittswahrscheinlichkeit verbunden sind. Hier gehen die Emissionsminderungen bis 2030 nur geringfügig über das 2020-Ziel hinaus. Das „Aktuelle-Maßnahmen-Szenario“ der Klimaschutzszenarien 2050 berücksichtigt alle Maßnahmen, die bis Oktober 2012 ergriffen worden sind. Die Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Verkehr in dieser Szenarienrechnung entspricht der Energiereferenzprognose. Die Verkehrsverflechtungsprognose 2030 rechnet mit Einsparungen im Endenergieverbrauch bis 2030, die nur knapp über das 2020-Ziel hinausgehen.

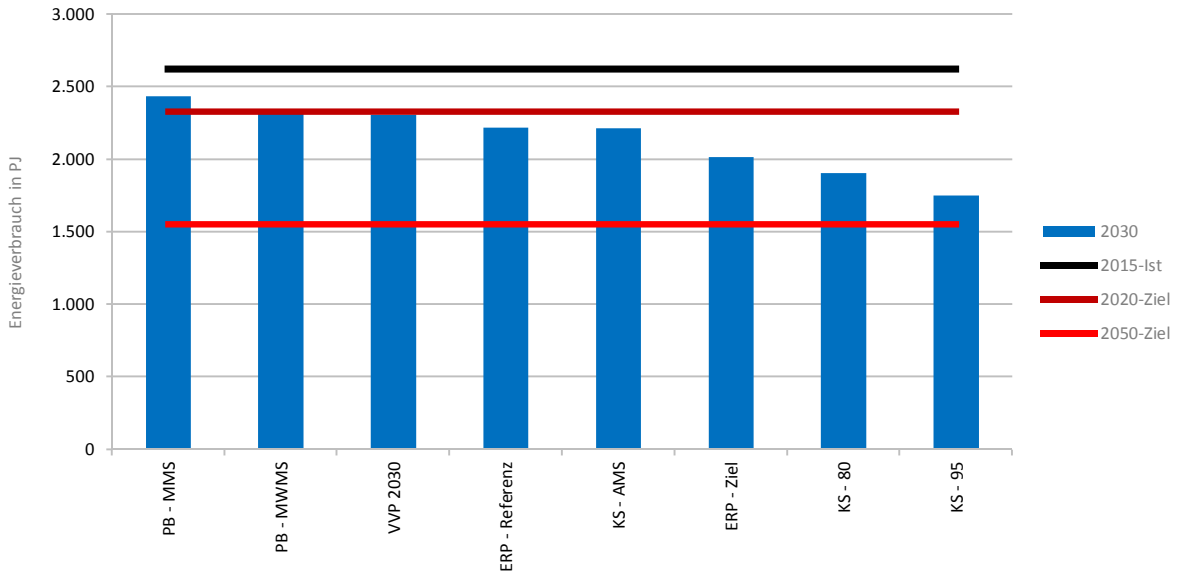
136. Den Prognosen und Szenarien zur gegenwärtigen Instrumentierung folgend wird im Verkehr erst etwa 10 Jahre später als angestrebt das 2020-Ziel erreicht bzw. nur knapp unterschritten. Das Ziel einer Reduktion des Endenergieverbrauchs von 40 % bis 2050 gegenüber 2005 würde demnach in weiter Ferne liegen.

137. Erst das Zielszenario der Energiereferenzprognose und die Klimaschutzszenarien 80 und 95 würden nach heutiger Vorhersage zu erheblichen Einsparungen bis zum Jahr 2030 führen. Das Zielszenario der Energiereferenzprognose bildet die notwendige Entwicklung des Energieverbrauchs ab, um die Ziele des Energiekonzeptes zu erfüllen. Auch in den Klimaschutzszenarien 80 und 95 werden die Ziele des Energiekonzeptes erfüllt; die Szenarien unterscheiden sich jedoch im Ausmaß der THG-Minderung (80 bzw. 90 % gegenüber 1990). Die Zielszenarien basieren jedoch auf Annahmen zu Politikmaßnahmen im Verkehr, die mehr sind als „weitere Anstrengungen“, vielmehr einen grundlegenden Politikwechsel im Vergleich zur derzeitigen Situation darstellen. Hierzu gehören in den KS-80 und 90 u. a. eine konsequentere Förderung des öffentlichen Verkehrs und des Radverkehrs, die umfassende Förderung alternativer Antriebe (insbesondere der E-Mobilität), wesentlich strengere Emissionsvorschriften für Pkw (70 bzw. 63 g CO_2/km in 2030), eine Ausdehnung der Lkw-Maut auf alle Bundesstraßen und alle Fahrzeuge größer als 3,5 t, und Kapazitätssteigerungen im Schienengüterverkehr (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015).

138. Die Auswertung der Szenarien zeigt also, dass es möglich ist, durch eine rechtzeitige Umsetzung von ambitionierten Maßnahmen auch in der mittleren Frist signifikante Reduktionen im Energieverbrauch des Verkehrs zu erzielen. Die Expertenkommission stellt die Aussage des Monitoring-Berichts, dass eine Trendwende im Verkehr ein Langzeitprojekt sei und bleibe, daher in Frage.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 11: Gesamter Endenergieverbrauch im Verkehr in Projektionen und Szenarien für 2030



Anmerkung: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Definition Energiebilanzen (ohne Seeverkehr, ohne Sonderverkehre, Luftverkehr nach Standortprinzip), im Gegensatz dazu wird im Rahmen der Berichterstattung der Emissionen der internationale Flugverkehr nicht berücksichtigt.

PB-MMS	Projektionsbericht – Mit-Maßnahmen-Szenario (BMUB, 2016b)
PB-MWMS	Projektionsbericht – Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (BMUB, 2016b)
VVP 203	Verkehrsverflechtungsprognose 2030 (Intraplan/BVU, 2014)
ERP-Referenz	Energiereferenzprognose – Referenzprognose (Prognos/EWI/GWS, 2014)
KS-AMS	Klimaschutzszenario 2050 – Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015)
ERP-Ziel	Energiereferenzprognose – Zielszenario (Prognos/EWI/GWS, 2014)
KS-80	Klimaschutzszenario 2050 – Klimaschutzszenario 80 (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015)
KS-95	Klimaschutzszenario 2050 – Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015)

139. Der Klimaschutzplan 2050 setzt für das Jahr 2030 ein ambitioniertes Emissionsziel für den Verkehr, dessen Erreichung nur durch ebenso ambitionierte Politikmaßnahmen erreicht werden kann. Die oben genannten Zielszenarien geben einen Einblick in eine derartige Maßnahmengestaltung.

140. Auf europäischer Ebene ist Deutschland laut dem derzeitigen Vorschlag zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021-2030 (Vorschlag zur Effort Sharing Regulation) vom Juli 2016 verpflichtet, bis zum Jahr 2030 38 % der nicht-ETS Emissionen gegenüber 2005 einzusparen. Laut Projektionsbericht wird Deutschland im MMS jedoch voraussichtlich nur 22 % und im MWMS in etwa 30 % an Reduktionen erreichen (BMUB, 2016b). Auch hier besteht in der Zielerreichung also eine Lücke. Betrachtet man die wichtigsten Sektoren, die der Verursachung der Nicht-ETS-Emissionen zugerechnet werden, so sind dies insbesondere der Verkehr, die Landwirtschaft, Haushalte und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen). Aufgrund von begrenzten Potenzialen in der Emissionsreduktion in der Landwirtschaft und Restriktionen und langen Investitionszyklen im Gebäudebereich ist ein Großteil der zusätzlich nötigen Emissionsreduktionen zur Erreichung des nicht-ETS Ziels beim Verkehr zu vermuten.

141. Im September dieses Jahres empfahl der Deutsche Bundesrat in seiner Stellungnahme zur europäischen Strategie für emissionsarme Mobilität eine Anpassung von Steuer- und Abgabenpraktiken, damit „spätestens ab

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

dem Jahr 2030 unionsweit nur noch emissionsfreie PKW zugelassen werden“ (Bundesrat, 2016). Dies würde bedeuten, dass ab dem Jahr 2030 keine neuen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren mehr auf den Markt kämen. Bricht man das 1,5°C Temperaturanstiegsziel aus dem Pariser Klimaabkommen unter dem Kriterium der Kostenoptimalität auf Sektoren und Länder herunter, so müsste der Individualverkehr in Deutschland bereits ab ca. 2035 frei von Verbrennungsmotoren sein (Höhne et al., 2016). Berücksichtigt man die typischen Investitionszyklen im Pkw-Segment, dürften tatsächlich bereits vor 2030 keine neuen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren zugelassen werden. Der Bundesregierung wird empfohlen, die Umsetzbarkeit solcher Strategien ernsthaft zu prüfen.

142. Die Expertenkommission begrüßt, dass der Monitoring-Bericht neben der Entkoppelung von Verkehrsleistung und Energieverbrauch auch die Vermeidung bzw. Verringerung von Transportbedarf als Handlungsfeld im Verkehr identifiziert. Im Folgenden wird auf die negativen Wirkungen des Verkehrs, als auch die potentiellen Handlungsfelder eingegangen. Ziel der folgenden Analysen ist es aufzuzeigen, dass die negativen Externalitäten durch den Verkehr vielfältig sind und sich keinesfalls auf die Emission von Treibhausgasen beschränken. Dies sollte berücksichtigt werden in der Transformation des Verkehrssektors. Um die negativen Wirkungen zu adressieren, stehen mehrere Handlungsfelder zur Verfügung, die beschrieben und untersucht werden. Das Kapitel endet mit einer Schlussbetrachtung, die erarbeitete Politikempfehlungen zusammenfasst und internationale Beispiele einbindet.

4.1 Negative Wirkungen

Emission von Schadstoffen

143. Neben dem Verbrauch meist fossiler Energieträger und der damit zusammenhängenden Emission von Treibhausgasen verursacht der Verkehr eine Reihe weiterer Umweltbelastungen, deren Betrachtung in einer verkehrsträgerübergreifenden, integrierten Strategie für das Mobilitätssystem Berücksichtigung finden sollte. Im Folgenden wird auf die wichtigsten Belastungen eingegangen. Hierzu gehören insbesondere Emissionen von Stickstoffoxiden und Feinstaub. Darüber hinaus gibt es weitere Schadstoffe, die durch den motorisierten Verkehr emittiert werden. Hierzu gehören Kohlenwasserstoffe, Kohlenmonoxid, Ammoniak, Schwefeldioxid und Schwermetalle (EEA, 2016a).

144. Stickstoffoxide (NOx) entstehen in Verbrennungsmotoren und Feuerungsanlagen für fossile Brennstoffe, Holz und Abfälle. Etwa 83 % der Stickstoffoxid-Emissionen in Deutschland im Jahr 2014 waren energiebedingt. Weitere 7 % stammten aus der Industrie (ohne Energieerzeugung) und 10 % aus der Landwirtschaft. Ca. 43 % der energiebedingten NOx-Emissionen kamen aus dem Straßenverkehr. Demnach trug der Straßenverkehr etwa 36 % zu den nationalen Stickstoffoxid-Emissionen bei (UBA, 2015a). In Ballungsgebieten ist der Straßenverkehr jedoch die bedeutendste NOx-Quelle (UBA, 2016j). NOx können zu einer Vielzahl von negativen Umweltwirkungen führen, u. a. führen sie zu Atemwegserkrankungen beim Menschen, unterstützen die Ozonbildung, tragen zur Feinstaubbelastung bei und können Pflanzen schädigen. NOx Emissionen werden durch die EU reglementiert. Die Messung bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen findet jedoch nur im Labor nach dem vielfach kritisierten Neuen Europäischen Fahrzyklus statt, auf den die Fahrzeuge optimiert werden. Eine Auswertung von realen Abgastests zeigt, dass insbesondere Diesel-Pkw die Grenzwerte (gemessen in g/km) um ein Vielfaches überschreiten. So sind die realen NOx-Emissionen eines Euro 5 Diesel-Fahrzeugs im Durchschnitt mehr als viermal, bei einem Euro 6-Fahrzeug sogar mehr als sieben Mal so hoch wie der Grenzwert (EEA, 2016a).

145. Die 39. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz, welche die Richtlinie 2008/50/EG über Luftqualität und saubere Luft für Europa umsetzt, gibt einen jahresdurchschnittlichen Grenzwert für Stickstoffdioxid (NO2), das wichtigste Stickstoffoxid, von 40 µg/m^3 vor. Bei 141 von 518 deutschen Messstellen (27 %) wurde

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

dieser Grenzwert in 2015 überschritten, insbesondere in Großstädten (UBA, 2016k). Des Weiteren ist ein Einstunden-Grenzwert von 200 µg/m^3 festgelegt. Dieser darf nicht öfter als 18-mal im Kalenderjahr überschritten werden. An fünf Messstellen wurde im Jahr 2015 dieser Grenzwert öfter überschritten. Diese befinden sich in Stuttgart, München, Darmstadt, Limburg und Kiel. Aufgrund der Nichteinhaltung der NOx-Grenzwerte wurden in mehreren Städten Klagen gegen die zuständigen Behörden eingereicht, u. a. in Bonn, Aachen, Hamburg, Düsseldorf, Essen, Gelsenkirchen, Frankfurt am Main, München und Stuttgart (Clean air, 2016). Deutschland hat sich weiterhin in der Richtlinie 2001/81/EG über nationale Emissionshöchstmengen für bestimmte Luftschadstoffe verpflichtet ab 2010 den Grenzwert von 1051 kt an gesamten nationalen Stickstoffoxidemissionen einzuhalten (EEA, 2016b). Bisher (2010 bis 2014) hat Deutschland diesen Grenzwert jedes Jahr weit überschritten (EEA, 2016c).

146. Primärer Feinstaub entsteht unmittelbar an der Quelle, z. B. bei Verbrennungsprozessen, durch Bewegung von Schüttgütern oder durch einen natürlichen Ursprung, z. B. Bodenerosion. Sekundärer Feinstaub entsteht auf Basis von Vorläufersubstanzen, wie Schwefel- und Stickoxiden oder Ammoniak. Etwa 38 % der Feinstaub-Emissionen (PM_{10}) waren im Jahr 2014 energiebedingt, 39 % entstanden in der Industrie (ohne Energieerzeugung) und weitere 23 % in der Landwirtschaft. Von den energiebedingten Feinstaub-Emissionen resultierten wiederum etwa 36 % aus dem Straßenverkehr. Insgesamt trägt der Straßenverkehr also zu etwa 14 % der gesamten Feinstaub-Emissionen in Deutschland bei (UBA, 2015a). In Ballungsgebieten gehört der Straßenverkehr jedoch zu den dominierenden Feinstaubquellen. Feinstaub-Emissionen des Straßenverkehrs stammen zum einen von Verbrennungsmotoren (vorrangig Dieselmotoren), zum anderen von Bremsen- und Reifenabrieb, als auch Aufwirbelungen. Gesundheitswirkungen für den Menschen sind insbesondere Erkrankungen der Atemwege, erhöhte Thromboseneigung oder Veränderungen der Regulierungsfunktion des vegetativen Nervensystems (Herzfrequenzvariabilität) (UBA, 2016i).

147. Euro 6-Fahrzeuge – Benziner und Diesel – müssen derzeit einen Grenzwert von 0,005 g/km an Feinstaubemissionen einhalten. Die 39. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz gibt einen Grenzwert von 40 µg/m^3 Luft im Jahresdurchschnitt vor für Feinstaub einer Größe von bis zu 10 µm (PM10). Des Weiteren darf der Grenzwert von 50 µg/m^3 pro 24 Stunden an den Messstellen nicht öfter als 35-mal im Jahr überschritten werden. In 2015 wurde an keiner der deutschen Messstellen der jahresdurchschnittliche Grenzwert überschritten. Es gab jedoch 3 Messstellen an denen durch Spitzenbelastungen der 24-Stunden-Wert mehr als 35 mal im Jahr überschritten wurde; dies war in Stuttgart, Berlin und Weimar (UBA, 2016b). Des Weiteren gilt ein Grenzwert von 25 µg/m^3 im Jahresmittel für die noch kleineren Feinstaubpartikel PM2,5. Hier gab es keine Überschreitung im Jahr 2015 (UBA, 2016c).

148. Bezüglich der Feinstaubgrenzwerte gibt es jedoch erhebliche Abweichungen zwischen den deutschen Grenzwerten und den Empfehlungen der World Health Organization (WHO) (UBA, 2016e). Hier werden für PM10 maximale Jahresmittelwerte von 20 µg/m^3 und maximal 3 Überschreitungen der 24-Stunden-Messwerte pro Jahr vorgegeben. Legt man diese strengeren Messwerte an, so gab es in 2015 Überschreitungen an 130 von 374 Messstellen (35 %) bezüglich des Jahresmittelwertes und 289 Messstellen (77 %) an denen der 24-Stunden-Grenzwert mehr als dreimal überschritten wurde. Auch im Hinblick auf PM2,5 empfiehlt die WHO einen strengeren Grenzwert. Hier werden 10 µg/m^3 im Jahresmittel vorgegeben. Unter Verwendung dieses strengeren Grenzwertes ergeben sich Überschreitungen an 161 von 182 Messstellen (88 %) in Deutschland im Jahr 2015. Ein 24-Stunden-Grenzwert für PM2,5 fehlt in Deutschland, wird jedoch von der WHO empfohlen. Die gesundheitlichen Folgekosten durch Feinstaubbelastung für die Gesellschaft sind erheblich. Schätzungen zu Gesundheitsrisiken der Bevölkerung in Deutschland durch Feinstaub zufolge, haben diese im Durchschnitt von 2007-2014 etwa 45.300 vorzeitige Todesfälle jährlich verursacht (UBA, 2016f).

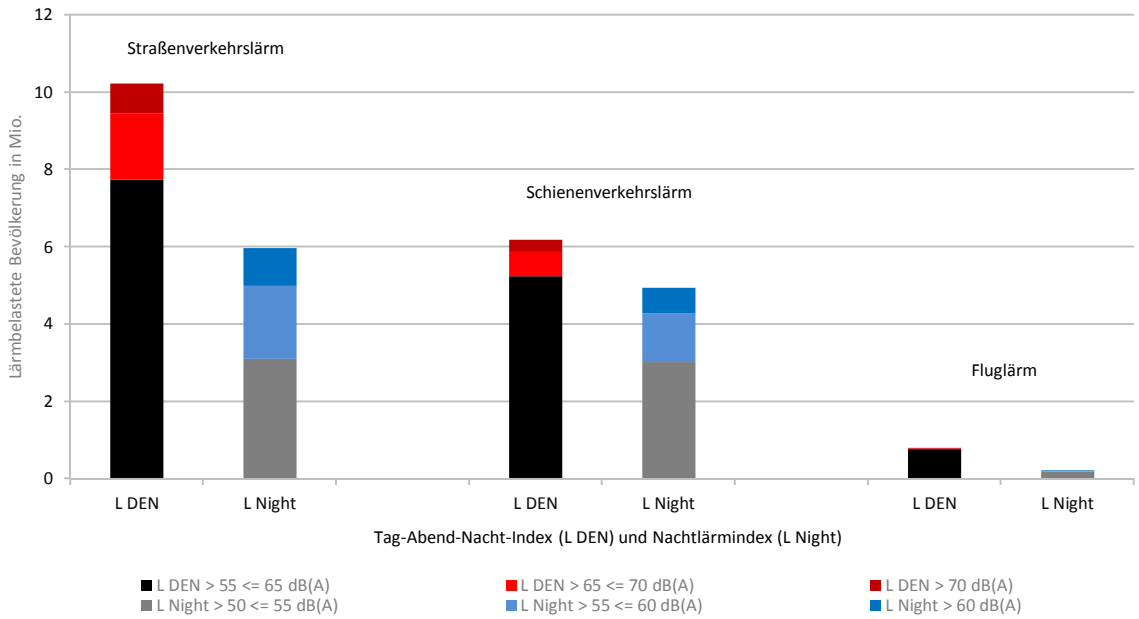
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Lärmbelastung

149. Der Straßenverkehr verursacht den Großteil der verkehrsbedingten Lärmbelastungen in Deutschland. Abbildung 12 zeigt die Ergebnisse der Umgebungslärmkartierung nach der EU-Richtlinie über die Bewertung und die Bekämpfung von Umgebungslärm. Sie berücksichtigt Hauptverkehrsstraßen mit einem Verkehrsaufkommen von mehr als 3 Mio. Kraftfahrzeugen pro Jahr, Haupteisenbahnstrecken mit einem Verkehrsaufkommen von mehr als 30.000 Zügen pro Jahr und Großflughäfen mit einem Verkehrsaufkommen von mehr als 50.000 Bewegungen pro Jahr. In Deutschland betrifft dies 44.000 Kilometer (km) Hauptverkehrsstraßen, 13.700 km Haupteisenbahnstrecken und alle elf Großflughäfen (UBA, 2016h). Gemessen wird ein gewichteter Durchschnitt des Lärmpegels über 24 Stunden (L DEN) und ein Indikator für den Lärm in der Nacht (L Night).

150. Die Auswertung (vgl. Abbildung 12) zeigt, dass allein an den betrachteten Hauptverkehrsstraßen mehr als 10 Mio. Menschen in Deutschland von L-DEN Pegeln über 55 Dezibel belastet sind. Bei solchen Pegeln können schon erhebliche Belästigungen und Störungen der Kommunikation auftreten. Um die Gesundheit zu schützen (Zunahme des Herzinfarktrisikos), sollte ein Mittelungspegel von 65 dB(A) am Tage und 55 dB(A) in der Nacht nicht überschritten werden (UBA, 2016l). Es sind jedoch allein durch den Straßenverkehr fast 2,5 Mio. Menschen ganztägigen Lärmpegeln von über 65 Dezibel ausgesetzt. Auch entlang der Schienenverkehrswege treten erhebliche Lärmbelastungen auf.

Abbildung 12: Belastung der Bevölkerung durch Verkehrslärm nach Umgebungslärmrichtlinie



Quelle: UBA (2016h)

151. Laut UBA erfasst die Kartierung der EU-Umgebungslärmrichtlinie jedoch bei Weitem nicht alle Belastungen durch den Straßenverkehrslärm. Nach überschlägigen Berechnungen sei etwa die Hälfte der Bevölkerung in Deutschland durch Straßenverkehrslärm mit Mittelungspegeln von mindestens 55 Dezibel tagsüber bzw. 45 Dezibel nachts ausgesetzt. Es wird weiterhin geschätzt, dass 15 % der Bevölkerung sogar mit Pegeln von mindestens 65 dB(A) tags bzw. 55 dB(A) nachts belastet ist (UBA, 2016l).

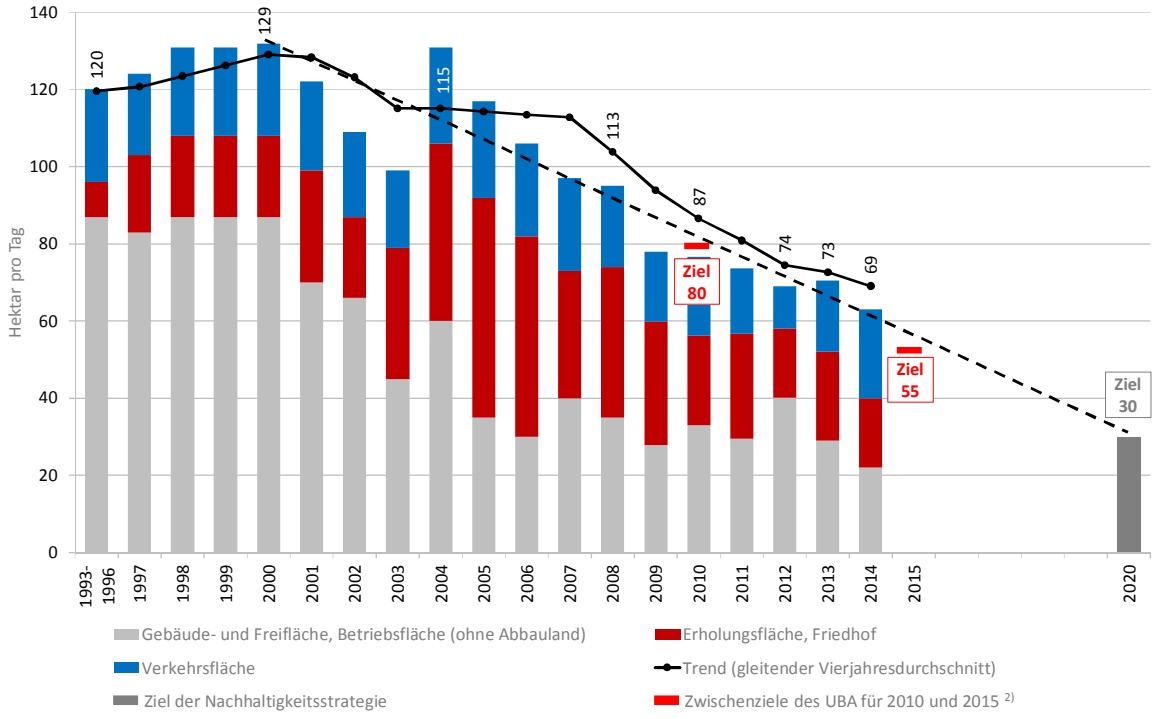
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Flächennutzung

152. Durch die zunehmende Beanspruchung von Siedlungs-, Industrie- und Verkehrsflächen werden Flächen den ökologischen Kreisläufen entzogen und landwirtschaftliche Nutzung verdrängt. Die Flächenversiegelung begünstigt weiterhin die Bildung von Hochwasser (UBA, 2016d). Des Weiteren zerteilen Verkehrsflächen Räume und damit auch Habitate und Lebensraumnetze und verhindern bzw. erschweren dadurch den Austausch von Populationen aus Fauna und Flora.

153. Insgesamt hat die Neuinanspruchnahme von Siedlungs- und Verkehrsflächen in Deutschland in den letzten Jahren stark abgenommen und lag bei 63 Hektar pro Tag in 2014 (vgl. Abbildung 13). Dies ist v. a. mit einem Rückgang im Anstieg der Gebäude-, Betriebs- und Freiflächen, als auch der Erholungsflächen zu erklären. Die Zunahme der Verkehrsflächen blieb seit dem Jahr 2000 einigermaßen konstant und betrug 23 Hektar pro Tag im Jahr 2014, was 36,5 % des Anstiegs der gesamten Siedlungs- und Verkehrsfläche entspricht.

Abbildung 13: Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche



Quelle: UBA (2016d)

154. Im Rahmen der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, die Neuinanspruchnahme von Siedlungs- und Verkehrsflächen in Deutschland auf 30 Hektar pro Tag zu reduzieren. Der Bundesverkehrswegeplan schätzt den zusätzlichen Flächenbedarf der Projekte des vordringlichen Bedarfs und der vordringlichen Bedarfs-Engpassbeseitigung bis 2030 auf 16.299 Hektar, was bis 2030 einer Verkehrsflächenzunahme von 2,98 Hektar pro Tag entspricht. Dennoch entspricht dies einer Reduktion des geplanten Zuwachses an Bundesverkehrsinfrastruktur von mehr als 50 % gegenüber dem BVWP 2003, dessen gesamter projektbedingter Zuwachs auf ca. 37.100 Hektar geschätzt wird (BMVI, 2016). Des Weiteren werden durch die vordringlichen Vorhaben des BVWP 2030 (inkl. VB-E) auf 1949 km Naturräume durchschnitten. Der BVWP fokussiert sich jedoch auf die Bundesverkehrswege, Verkehrspläne der Länder und Verkehrsvorhaben kleinerer Verwaltungseinheiten sind hier nicht berücksichtigt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Staukosten

155. Ein ebenfalls nur indirekt mit der Energiewende zusammenhängendes Problem sind die in den letzten Jahren massiv angestiegenen Zeitverluste durch Verkehrsstaus. Die Auswertung von Staukosten rechnen zum einen Zeitverluste auf Seiten der betroffenen Straßenbenutzer ein, aber auch höhere Energieverbräuche durch verlängerte Fahrtzeiten. Staus ziehen wiederum höhere Umweltkosten nach sich. Die Stellungnahme der Expertenkommission aus dem letzten Jahr (vgl. Kapitel 9.2 in EWK, 2015) taxierte die kumulierten jährlichen Staukosten in Deutschland auf über 40 Mrd. Euro, mit steigender Tendenz.

156. In Deutschland wurde zuletzt intensiv über die Einführung einer Straßenmaut gesprochen. Dank neuer Informationstechnologien könnte eine solche Straßenmaut künftig als zeitflexibles Road Pricing ausgestaltet werden, und zwar für alle Fahrzeuge. Dies bedeutet, dass zu verkehrsschwachen Zeiten keine Maut anfällt, während zu anderen Zeiten die Mautzahlungen derart ansteigen, dass die dadurch ausgelöste Lenkungswirkung beispielsweise die Hälfte aller Staus vermeiden könnte. Grundsätzlich gilt: Eine ökonomisch effiziente Maut sollte dazu beitragen, dass sich die privaten Kosten des Transports von Personen und Gütern zwischen zwei Orten den gesellschaftlichen Kosten angleichen. Dazu gehören neben der Umwelt-Externalität auch die Staukosten.

Unfälle und Verkehrstote

157. Nach der Unfallbilanz des Statistischen Bundesamtes gab es im Jahr 2015 insgesamt 2,5 Mio. Verkehrsunfälle in Deutschland mit 3459 Todesfällen (Destatis, 2016g). Auch wenn die Anzahl der Todesfälle in den letzten Jahrzehnten (bei steigendem Fahrzeugbestand) stark gesunken ist, so gab es dennoch einen Anstieg der Todesfälle von 2014 auf 2015 um 4,6 %. Dabei wird die Anzahl der Todesfälle im Verkehr auch durch Eigenschaften der beteiligten Fahrzeuge bestimmt. Anderson und Auffhammer (2011) fanden z. B. heraus, dass eine positive Korrelation zwischen Fahrzeuggewicht und Sterbewahrscheinlichkeit bei einem Unfall besteht. In ihrer Untersuchung steigt die Wahrscheinlichkeit in einer Kollision mit einem Fahrzeug zu sterben gegenüber der Baseline um 47 %, wenn das andere Fahrzeug 500 kg mehr wiegt. Kollisionen mit SUVs, Pickups und Minivans erzeugen sogar noch höhere Wahrscheinlichkeiten gegenüber der Baseline. Der Anstieg des durchschnittlichen Fahrzeuggewichtes über die letzten Jahre könnte demnach auch einen Einfluss auf die Todeszahlen im Verkehr haben.

4.2 Handlungsfelder

158. Um eine nachhaltige Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr und die langfristigen Ziele der Energiewende zu erreichen gilt es die gesamte Bandbreite wichtiger Handlungsfelder im Verkehr zu adressieren. Diese beinhalten:

- Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe
- Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr
- Verlagerung des Verkehrs zu effizienteren und emissionsärmeren Trägern
- Vermeidung von motorisiertem Verkehr

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe

159. Wie aus dem fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung hervorgeht, stoßen alternative Kraftstoffe aus Biomasse bereits deutlich unterhalb der avisierten Zielmarke eines Anteils von 10 % am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors an ihre Einsatzgrenzen. Der seit Jahren rückläufige Trend, der im Jahr 2015 mit 5,2 % zum niedrigsten Wert seit 2006 führte, zeigt, dass Biokraftstoffe der ersten Generation keinen Lösungsweg für einen klimaneutralen Verkehrssektor darstellen. Bis zum Jahr 2020 wird entgegen der im Monitoring-Bericht der Bundesregierung geäußerten Hoffnung auf eine Kompensation des fehlenden Beitrags aus Biokraftstoffen durch einen steigenden Einsatz von erneuerbarem Strom, die Elektromobilität (auch bei Erreichen des Ziels von 1 Mio. Fahrzeuge) nicht die entscheidenden Beiträge leisten können. Dies liegt zunächst daran, dass 1 Mio. Elektrofahrzeuge gegenüber einem Fahrzeugbestand von rund 46 Mio. Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor nicht einmal näherungsweise in Dimensionen von 10 % des Energiebedarfs vordringen können. Des Weiteren weisen Elektrofahrzeuge nur etwa ein Viertel des Energiebedarfs eines vergleichbaren Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor auf. Somit leisten sie einen vergleichsweise hohen Beitrag zur Energieeffizienz des Fuhrparks, der Anteil der erneuerbaren Energien steigt jedoch durch ihren Einsatz kaum. Hier zeigt sich auch ein Dilemma der Sektorenkopplung, denn der zusätzliche Strombedarf des Verkehrs wäre nur dann klimapolitisch positiv, wenn er durch einen zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung gedeckt würde. Dies ist aktuell durch die sektorale Betrachtung des Energiesystems nicht gewährleistet.

160. Die Elektromobilität stellt insbesondere unter Berücksichtigung weiterer Fortschritte hinsichtlich der Batterietechnologie (Kosten, Energiedichte, Reichweite) im PKW-Bereich perspektivisch ein umsetzbares Alternativkonzept für den motorisierten Individualverkehr dar. Sie kann zukünftig einen nicht fossilen, emissionsfreien Betrieb ermöglichen, vorausgesetzt, die Stromerzeugung wird vollständig klimaneutral. Im Luft-, Schwerlast- und Schiffsverkehr stehen sofort einsetzbare Alternativkonzepte in dieser Form noch nicht zur Verfügung. Mögliche Technologien wären batterieelektrisch oder mit Brennstoffzellen betriebene elektrische Antriebe, die treibstoffbezogenen Alternativkonzepte „Power-to-Gas“ und „Power-to-Liquid“ und mittels Oberleitungen auf Fernstraßen versorgte elektrische bzw. Hybridantriebskonzepte für den Schwerlast- und Busverkehr. Diese Konzepte befinden sich erst im Test- und Pilotstadium, für eine flächendeckende Umsetzung bestehen in technischer und v. a. in wirtschaftlicher Hinsicht noch offene Fragen.

161. Der Bereich des Güternah- und -verteilverkehrs, der v. a. durch kleinere LKW bedient wird, könnte über batterieelektrisch betriebene Antriebe abgedeckt werden. Auch Brennstoffzellenkonzepte wären möglich. Für beide Ansätze besteht trotz laufender Pilotvorhaben noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um ökonomisch tragfähige und technisch zuverlässige Alternativen für die flächendeckende Anwendung zur Verfügung stellen zu können. Diese müssen über den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur (Ladepunkte, Wasserstofftankstellen) im lokalen und regionalen Kontext flankiert werden.

162. Deutlich größer sind die Herausforderungen im Straßengüterfernverkehr. Derzeit wird der Einsatz von LKW mit elektrischem Antrieb, der über Oberleitungen mit Strom versorgt wird, in Kombination mit einem zusätzlichen Verbrennungsmotor oder einer Batterie für Strecken außerhalb der elektrifizierten Fernstraßen favorisiert. Begründet wird dies mit Vorteilen hinsichtlich der Energieeffizienz elektrischer Antriebe, geringer Umwandlungsverluste durch die direkte Nutzung von Strom, der Fahrzeugkosten und der reinen Energiekosten gegenüber anderen Antriebskonzepten. Neben einer Teststrecke in Deutschland findet eine Erprobung derzeit in Pilotprojekten in Schweden und Kalifornien statt (Siemens AG, 2016). Die Bundesregierung stellt in ihrem Monitoring-Bericht die diesbezüglich erzielten Fortschritte sehr positiv dar, ohne jedoch auf die Konsequenzen hinzuweisen, die eine flächendeckende Einführung dieser Technologie mit Blick auf die erforderliche Infrastruktur hätte. Die Errichtung der Oberleitungsinfrastruktur würde Schätzungen zufolge Kosten in Höhe von 1,2-2,5 Mio. Euro/km verursachen, was bei knapp 13.000 km Autobahnen Infrastrukturkosten zwischen 16-33 Mrd. Euro bei

vollständiger Ausstattung mit Oberleitungen zur Folge haben würde. Die Möglichkeiten zur Umsetzung von Oberleitungs-Fernstraßen bedürfen weiterer Detailuntersuchungen. Im Rahmen einer langfristigen Zielsetzung ist jedoch eine Entscheidung für oder gegen den Einsatz dieser Technologie zu fällen, um Infrastrukturmittel zielgerichtet einsetzen zu können. Ein Oberleitungskonzept muss zudem auf europäischer Ebene initiiert, akzeptiert und unterstützt werden, damit auch der Transitverkehr auf deutschen Autobahnen elektrisch fahren kann und deutsche LKW im Ausland nicht ausschließlich auf einen zusätzlichen Verbrennungsmotor angewiesen sind.

163. Oberleitungs-LKW sind nicht die einzige denkbare Alternative für den Güterfernverkehr. Eine Kombination aus Batterie und Brennstoffzelle zur Versorgung eines elektrischen Antriebs bietet beispielsweise eine technisch umsetzbare Lösung, die die Eigenschaften heutiger Diesel-LKW erreichen könnte. Auch für die Einführung dieser Technologie bedürfte es eines verstärkten flankierenden Infrastrukturaufbaus in Form von Wasserstofftankstellen entlang der Transitachsen, was auch den Plänen der EU entspricht (EU-Richtlinie 2014/94/EU). Deutschland hatte sich bereits 2012 zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2016 50 Wasserstofftankstellen zu errichten. Hiervon ist man allerdings mit aktuell 21 Tankstellen (Stand: Juli 2016) noch weit entfernt.

164. Parallel zu diesen antriebsorientierten Alternativen werden Konzepte verfolgt, die auf den Einsatz alternativer Treibstoffe auf Strombasis setzen. Hier sind sowohl Technologien für die Erzeugung gasförmiger Energieträger (synthetisch erzeugtes Methan oder Wasserstoff) als auch für die Erzeugung flüssiger Treibstoffe in der Entwicklung. Hinsichtlich der Energieeffizienz sind die rein treibstofforientierten Konzepte (Ersatz von Diesel durch synthetisches Methan oder Power-to-Liquid-Kraftstoffe) jedoch mit Effizienz-Nachteilen behaftet, da der Verbrennungsmotor deutlich ineffizienter als ein elektrischer Antrieb ist und die Umwandlungsprozesse der Kraftstoffe zusätzliche Energieverluste implizieren. Für diese Konzepte ist somit das Vorhandensein entsprechend zusätzlicher Mengen erneuerbaren Stroms entscheidend, die zur Produktion CO_2-neutraler Kraftstoffe zur Verfügung stehen müssen. Nur wenn entsprechende Kapazitäten vorhanden sind, stellen derartige Konzepte eine Option für einen klimaneutralen Schwerlastverkehr dar. Dies trifft auch auf Power-to-Liquid-Energieträger zu, die aktuell die höchsten Umwandlungsverluste aufweisen (UBA, 2015b).

165. Für den Langstreckenflugverkehr sind sie dennoch die einzige klimaneutrale Option, weshalb hier die dringende Notwendigkeit besteht, weiter an einsetzbaren nicht-fossilen Energiekonzepten zu forschen und Möglichkeiten zu finden, die Diffusion CO_2-freier Technologien zu beschleunigen (Grote, Williams und Preston, 2014). Auch im Containerschiffsverkehr erscheinen strombasierte Kraftstoffe als die einzige sinnvolle Option, den Schiffsverkehr deutlich schadstoffärmer zu gestalten. Voraussetzung wäre jedoch die Installation der notwendigen Infrastruktur in den Häfen und eine stärkere Verbreitung von LNG-Antrieben. Um den Treibstoffverbrauch zu reduzieren, gibt es zudem Konzepte, die bei günstigen Windkonstellationen mit Zugdrachen operieren. Einsparungen von 15-20 % wurden im Testbetrieb erzielt. Bislang konnte sich die Technologie jedoch nicht durchsetzen. Für kleinere Schiffe im Güterverteilverkehr sind auch Elektroantriebe auf Basis einer Batterie-Brennstoffzellen-Kombination eine Option (UBA, 2015b).

166. Da alle diskutierten Technologiealternativen direkt oder indirekt auf der Nutzung von Strom basieren, führt die Umstellung auf nicht-fossile Energieträger im Verkehrssektor zu einem deutlich steigenden Strombedarf. Nur wenn dieser Strombedarf aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird, wird ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, den steigenden Strombedarf im Verkehrssektor für die Ausbauplanung der erneuerbarer Energien (u. a. im Ausschreibungsregime des EEG) zu berücksichtigen.

167. Neben dem geschilderten technischen Entwicklungsbedarf alternativer Antriebsformen besteht Forschungsbedarf zu Fragen zukünftiger Mobilitätsformen. Beispielsweise gilt es zu klären, welche Auswirkungen die Entwicklung des „autonomen Fahrens“ auf die Mobilität von morgen und die Entwicklung des Energiebedarfs

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

des Verkehrssektors haben wird (Knie, Rammler und Zimmer, 2016). Gleiches gilt für die Analyse der Auswirkungen von „Shared Economy"-Konzepten. Der derzeitige Schwerpunkt der Mobilitätsforschung scheint zu sehr auf der Untersuchung von Anreizen zu liegen. Er sollte stärker auf Lenkungswirkungen ausgerichtet werden.

Exkurs: Kosteneinflussfaktoren für Fahrzeugbatterien und deren Entwicklung

Fahrzeugbatterien machen derzeit ca. 25 % (Nykvist und Nilsson, 2015) der Gesamtfahrzeugkosten bei Elektrofahrzeugen aus. Aufgrund ihrer Energiedichte werden in rein elektrischen Fahrzeugen (BEV) nahezu ausschließlich Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt, die von den derzeitigen Technologien das höchste Kostensenkungspotenzial aufweisen und daher in der folgenden Betrachtung im Vordergrund stehen. Die Kostenentwicklung hängt im Wesentlichen von folgenden Faktoren ab: a) Entwicklung des weltweiten Marktes und aus der wachsenden Produktion resultierende Lern- und Skaleneffekte, b) technologische (Weiter-) Entwicklung bestehender und neuer Batterietechnologien, c) Fortschritte in der Produktionstechnologie, d) Entstehung von Sekundärmärkten, e) Rohstoffversorgungssituation.

Aufgrund von Untersuchungen zu Lerneffekten bei Technologien wie Photovoltaik, Windenergie oder Halbleitern (IEA/OECD, 2000) und der bisherigen Kostenentwicklung, wird davon ausgegangen, dass die Kosten von Lithium-Ionen-Batterien einer Lernkurve folgen und die Zunahme der Produktionsmenge zu Kostensenkungen führt (Nykvist und Nilsson, 2015). Das Marktvolumen von Lithium-Ionen-Batterien lag 2014 bei rund 5,3 Mrd. Zellen mit einer Kapazität von ca. 50 GWh, wovon 20 % auf den Automotive-Bereich entfielen. Das durchschnittliche jährliche Marktwachstum zwischen 2004 und 2014 betrug dabei 22 %. Die Prognose des Marktvolumens bis 2020 liegt bei einer Erhöhung um den Faktor 3 bis 4,5 auf 150 GWh/Jahr bzw. 225 GWh/Jahr abgesetzter Speicherkapazität. Davon entfallen ca. 58 bzw. ca. 96 GWh/Jahr auf Fahrzeuge (Avicenne Energy, 2016). Dies würde für eine Produktion von rund 5 Mio. Elektrofahrzeugen pro Jahr ausreichen. Die durchschnittlichen Kosten für Lithium-Ionen-Fahrzeugbatterien sind in den letzten Jahren von ca. 1.400 US Dollar/kWh im Jahr 2010 (Deutsche Bank, 2016) auf 400 (Nykvist und Nilsson, 2015) bis 500 US Dollar/kWh (Deutsche Bank, 2016) 2014 gesunken. Aktuelle Werte für führende Hersteller werden mit 300 (Nykvist und Nilsson, 2015) bis 225 US Dollar/kWh (Deutsche Bank, 2016) noch niedriger angegeben. Bis 2018 bzw. 2020 wird mit weiteren Kostensenkungen auf deutlich unter 250 US Dollar/kWh gerechnet. Trotz deutlicher Fortschritte in den letzten Jahren ist die Lithium-Ionen-Technik noch als junge Technologie anzusehen, die ihre Technologiereife voraussichtlich erst in 15 bis 25 Jahren erreichen wird. Aktuelle Entwicklungsziele sind die Erhöhung der Energiedichte und die Steigerung der Lebensdauer. Die Energiedichte von Lithium-Ionen-Batterien bewegt sich derzeit zwischen 90 und 250 Wh/kg (gravimetrische Energiedichte) und 160 bis 670 Wh/l (volumetrische Energiedichte). Künftig werden Werte von 310 Wh/kg bzw. 860 Wh/l erwartet (VDE, 2015). Bezüglich der Lebensdauer ist v. a. die Auslegung hinsichtlich maximaler Be- und Entladung in Bezug auf die Gesamtkapazität entscheidend.

Derzeitiger Stand der Technik sind die sogenannten Lithium-Ionen Batterien der zweiten Generation mit NMC[15]-, NCA[16]- oder LFP[17]-Kathode und Graphit-Anode, sowie Lithium-Polymer-Batterien. Fortschritte hinsichtlich der Energiedichte, aber auch der Kosten, werden zunächst durch schrittweise Verbesserung dieser Systeme, z. B. durch die Entwicklung zu Hochenergie- und Hochvoltbatterien, erwartet. Neue Technologien wie Lithium-Schwefel, Lithium-Feststoff oder Lithium-Luft befinden sich noch in der Grundlagenforschung und werden frühestens in der Zeit ab 2025 bis 2030 erwartet. Neben Lithium-Schwefel- und Lithium-Luft-Systemen sind deshalb v. a. die

[15] NMC - Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid.

[16] NCA - Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid.

[17] LFP - Lithium-Eisenphosphat.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Komponenten der aktuell eingesetzten Technologien in Form von Kathoden, Anoden etc. Gegenstand derzeitiger Forschung. Für nicht lithium-basierte Batteriesysteme wie Natrium- oder Redox-Flow-Batterien wird erwartet, dass diese in künftigen Elektromobilitätsanwendungen keine wesentliche Rolle spielen, sondern vor allem im stationären Bereich Anwendungsfelder erschließen können (Fraunhofer ISI, 2015).

Zusätzlich zur Entwicklung des elektro-chemischen Teils besteht ein erhebliches Potenzial zur Steigerung der Lebensdauer und der nutzbaren Kapazität in der Verbesserung der Batterieüberwachung und -steuerung. In derzeitigen Batteriemanagementsystemen (BMS) wird der Zellzustand anhand eines Modells auf Basis weniger Kenngrößen und der vor Auslieferung erfolgten Charakterisierung der Zellen bewertet. Die Messung der Kenngrößen erfolgt außerhalb der Batteriezellen (Schmidt et al., 2016). Dabei werden die Betriebsgrenzen mit einem eher hohen Sicherheitsfaktor gewählt und bei Kapazitätsverlusten aufgrund von Alterungsmechanismen bleibt unklar, welcher spezifische Mechanismus vorliegt. Ziel künftiger BMS ist es, durch eine bessere Abbildung der elektrochemischen Vorgänge in der Batterie, die Betriebsgrenzen je nach aktuellem Zustand entsprechend zu erweitern oder zu verringern und durch das Erkennen von Alterungsprozessen und eine hierauf reagierende Steuerung Alterung zu vermeiden. Eine Möglichkeit zur Verbesserung der Zustandserfassung besteht dabei potenziell in der Messung innerhalb der Batteriezelle (Schmidt et al., 2016).

Über die Hälfte der Kosten von Lithium-Ionen Zellen entfällt auf Material (Avicenne Energy, 2016, Roland Berger Strategy Consultants, 2012), weshalb die Entwicklung der Rohstoffkosten elementar für die Kosten der Gesamtbatterie ist (Avicenne Energy, 2016). Fast ein Viertel der Kosten wird durch die Kathode verursacht, daher sind vor allem die Preise von Lithium und Kobalt bedeutend für die Herstellung. Je nach Kathodenzusammensetzung benötigt die Produktion einer kWh Speicherkapazität zwischen 80 und 200 g Lithium (Elsner und Sauer, 2015). Die globale Nachfrage nach Lithium lag 2015 bei 184.000 t (LCE[18]), wovon 40 % auf Batterieanwendungen entfielen, zu denen elektrische Fahrzeuge 14 % beitrugen. Bis zum Jahr 2025 wird ein Anstieg auf 534.000 t (LCE) erwartet, mit einem Batterieanteil von 70 % und einem Anteil für Elektrofahrzeuge von 38 % (Deutsche Bank, 2016). Der Abbau von Lithium findet zu über 90 % in vier Ländern statt (Chile 37 %, Australien 33 %, Argentinien 11 %, China 10 %). Die weltweiten Ressourcen werden auf 160 Mio. t LCE geschätzt, die weltweiten Reserven auf 50 Mio. t LCE (ZSW, 2010). Die Kosten für das in der Batterieproduktion benötigte Lithiumcarbonat mit einer Reinheit von über 99,5 % lagen 2014 bei rund 6.600 US Dollar/t und sind 2015 auf ca. 9.800 US Dollar/t gestiegen, was im Wesentlichen darauf zurückzuführen ist, dass die weltweite Nachfrage die Produktion leicht überstieg. Für 2016 wird mit einem weiteren starken Anstieg auf 21.500 US Dollar/t gerechnet, bevor ab 2017, bedingt durch die Inbetriebnahme mehrerer Abbauvorhaben, ein Preisrückgang und ein Einpendeln des Preisniveaus zwischen 10.000 und 12.500 US Dollar/t in den Jahren 2019 bis 2025 erwartet wird (Deutsche Bank, 2016). Angesichts der verfügbaren Reserven kann derzeit eine grundsätzliche Lithium-Knappheit ausgeschlossen werden. Allerdings besteht bei einem schnellen Anstieg der Nachfrage das Risiko einer hohen Preisvolatilität, da die Realisierung von zusätzlichen Förder-Kapazitäten eine Vorlaufzeit von 2 bis 7 Jahren benötigt. Ein weiteres Preisrisiko beruht auf der Konzentration der Lithiumvorkommen auf wenige Länder, wodurch es bei politischer Instabilität oder staatlichen Eingriffen ebenfalls zu einer Verknappung kommen könnte. Um diesen Risiken entgegenzuwirken, besteht die Möglichkeit, ein Recycling-System für Lithium, insbesondere im Batteriebereich aufzubauen (ZSW, 2010).

Weitere Kostensenkungen können durch Verwendung der Fahrzeugbatterien für stationäre Zweitanwendungen („Second-Life Anwendungen“) erschlossen werden, durch die für den Eigentümer der Batterie am Ende der Erstanwendung ggf. ein Restwert entstehen würde, der die Gesamtkosten senkt.

[18] Lithium Carbonate Equivalent.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr

168. Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr erzeugen einen geringeren Treibstoffverbrauch pro gefahrenem Kilometer und dadurch sinkende spezifische Kosten und Emissionen. Der Durchschnittsverbrauch neuer Personenkraftwagen ist von 2005 bis 2014 von 6,9 l/100 km auf 5,4 l/100 km gefallen. Die spezifischen CO_2-Emissionswerte von neuen Personenkraftwagen sanken im gleichen Zeitraum von 172 g/km auf 132 g/km (ICCT, 2014, 2015). Zu bemerken ist an dieser Stelle, dass es sich bei diesen spezifischen Verbrauchs- und Emissionswerten der Neuwagen um Testzykluswerte handelt, die unter Laborbedingungen ermittelt wurden und von den reellen Werten abweichen. Grundlage für die Ermittlung der Testzykluswerte ist derzeit der Neue Europäische Fahrzyklus (NEFZ). Der International Council on Clean Transportation schätzt die Abweichung zwischen Idealwerten und wirklichen Emissionen im Jahr 2013 auf 38 % (Mock et al., 2014). Der durchschnittliche Verbrauch des Bestandes der Personenkraftwagen ist in Deutschland von 2005 bis 2015 von 7,8 l/100km auf 7,3 l/100 km gefallen[19]. Ein wichtiger Anreiz für Effizienzverbesserungen von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen waren in den letzten Jahren die europäischen CO_2-Emissionsstandards. Die ausnahmefreie Einhaltung der Standards bei Abgastests unter echten Straßenbedingungen ist jedoch Voraussetzung für die konsequente Erschließung von Einsparpotentialen. Dabei sollten die jeweiligen Ziele nicht infolge strengerer Messvorschriften abgeschwächt werden. CO_2-Grenzwerte für Busse und Lkw existieren derzeit nicht. Die im Juli 2016 veröffentlichte europäische Strategie für eine emissionsarme Mobilität sieht deren Erarbeitung innerhalb der Mandatszeit der derzeitigen EU-Kommission vor (EU-KOM, 2016a). Die Expertenkommission ermutigt die Bundesregierung, die zügige Einführung aussagekräftigerer Emissionstests zu unterstützen und sich auf europäischer Ebene für ambitionierte Grenzwerte nach 2020 für Neufahrzeuge aller Fahrzeugtypen einzusetzen.

169. Effizienzverbesserungen gehen jedoch oft mit Rebound-Effekten einher. Sinkende Kosten pro gefahrenem Kilometer resultieren in einem Anstieg der Verkehrsleistung (UBA, 2015c). Sinkender spezifischer Verbrauch wird von den Herstellern ebenfalls genutzt, um die Motorleistung zu erhöhen oder die Ausstattung von Fahrzeugen zu verbessern (und dadurch das Gewicht zu erhöhen), ohne den Kunden mit zusätzlichen Kosten belasten zu müssen (vgl. EWK, 2015). Im Resultat stagniert der Endenergieverbrauch bzw. steigt sogar. Die Erhebung nutzungsabhängiger Abgaben vom Pkw-Verkehr, z. B. in Form einer Straßennutzungsgebühr, kann Rebound-Effekte eindämmen und zur Reduktion des Energieverbrauchs und der Emissionen beitragen. Auch ein allgemeines Tempolimit auf Autobahnen von 130 km/h würde dazu beitragen, den Trend zu immer leistungsstärkeren Motoren abzuschwächen.

Verlagerung des Verkehrs auf effizientere und emissionsärmere Träger

170. Die Expertenkommission unterstützt die Forderung des Monitoring-Berichts nach konsequenter und flächendeckender Förderung des öffentlichen Personennahverkehrs. Seit langem gilt der ÖPNV als die umweltfreundliche Alternative zum Individualverkehr auf der Straße. Die Kommission weist jedoch darauf hin, dass Verkehrsverlagerung im Personennahverkehr auch den Fuß- und Radverkehr mit einschließt. Auch formuliert der Monitoring-Bericht nur allgemeine Grundätze zur stärkeren Nutzung der Potenziale des ÖPNV und bringt ordnungspolitische Maßnahmen ins Spiel, „die den ÖPNV stärken ohne das Auto zu schwächen“. Dabei gibt es eine Reihe offensichtlicher Möglichkeiten, durch die der ÖPNV an Attraktivität gewinnen könnte: Ein engmaschigeres Liniennetz, höhere Frequenzen, auch zu Randzeiten, bessere Pünktlichkeit, schlankere Umsteigezeiten, weniger Störungen (durch ausfallende Züge, Technik, Streiks), mehr Sauberkeit und Sicherheit in den Fahrzeugen, an Hal-

[19] Die Erhebung des durchschnittlichen Verbrauchs des Fahrzeugbestandes erfolgt als Top-down-Berechnung und ist aus diesem Grund nicht von den Unklarheiten über die Testzykluswerte betroffen.

testellen und Bahnhöfen, und ein einfaches, verständliches und faires Tarifsystem. Der Bund kann trotz der primär kommunalen Zuständigkeiten auf diesem Gebiet eine zentrale Rolle einnehmen durch die Bereitstellung finanzieller Mittel, Prozessinitiation und -koordination sowie Gestaltung des regulatorischen Rahmens.

171. Im Vergleich zu den Nachbarländern Schweiz und Niederlande ist der Anteil des ÖPNV und des Fahrrads am Verkehrsaufkommen derzeit gering in Deutschland. Angenommen Deutschland würde die gleichen Anteile der Wege mit dem ÖPNV wie in der Schweiz und die gleichen Wege mit dem Fahrrad wie in den Niederlanden zurücklegen, dann wären der Endenergieverbrauch im Alltagsverkehr in Deutschland und die daraus resultierenden Emissionen wesentlich geringer, als in einer rein auf Energiewende und Effizienz setzenden Verkehrsstrategie.

172. Durch Verlagerung des Verkehrs von der Straße auf die Schiene im Personenfernverkehr lassen sich weitere Einsparungen im Endenergieverbrauch realisieren. Hierfür sind jedoch weitere Maßnahmen nötig, z. B. zur Reduktion der Steuer- und Abgabenbelastung oder Ausbau der Infrastruktur, um schnellere Verbindungen und eine bessere Ausdehnung in der Fläche zu ermöglichen. Des Weiteren könnte eine zügige Umsetzung des Deutschland-Taktes (eines integrierten Verkehrsnetzes in einem abgestimmten Takt aus Schienen-Fernverkehr, Regional- und Zubringerverkehr) zu einer weiteren Verlagerung von der Straße auf die Schiene beitragen.

173. Die Expertenkommission stimmt der Einschätzung des Monitoring-Berichts zu, dass es eines moderneren und attraktiveren Schienengüterverkehrs bedarf. Der Anteil des Schienengüterverkehrs in Deutschland ist seit Jahren konstant bei etwa 18 %. Demnach wurde das Ziel der Nachhaltigkeitsstrategie weit verfehlt, einen Anteil des Güterschienenverkehrs am gesamten Güterverkehr im Jahr 2015 von 25 % zu erreichen. Zur Erschließung des vollen Potentials des Schienengüterverkehrs ist ein einfacher Ausbau der Infrastruktur jedoch nicht ausreichend. Der Schienengüterverkehr ist derzeit ein geschlossenes System in dem Organisation und Technik festgelegt sind und Innovationen nur inkrementell innerhalb des Systems stattfinden (Pfadabhängigkeit) (Müller, Liedtke und Lobig, 2016). Die wesentlichen bestimmenden Eigenschaften des Systems sind: homogene Ladungsstrukturen, Regelmäßigkeit und Paarigkeit des Transportaufkommens (geringe Anzahl an Leerfahrten), Notwendigkeit von verfügbaren Umschlageinrichtungen und Trassen, lange Vorlaufzeiten bei Transportanfragen (Müller, Liedtke und Lobig, 2016). Es sind v. a. organisatorische, aber auch technische Innovationen nötig, um dieses System zu durchbrechen und eine Beteiligung am Stückgutmarkt und der Kontraktlogistik zu ermöglichen und somit große Energieeinsparungen zu realisieren. Neue, wirtschaftliche Umschlags- und Dienstleistungskonzepte auch für kleine Ladeeinheiten können flexiblere und in Logistik- und Produktionskonzepte eingebundene Logistikangebote schaffen. Eine solche Entwicklung kann durch gezielte Erstattung von Mehrkosten für Innovationen, durch Förderprogramme und Demonstrationsprojekte unterstützt werden.

Vermeidung von motorisiertem Verkehr

174. Die Expertenkommission begrüßt, dass der Monitoring-Bericht neben der Entkoppelung von Verkehrsleistung und Energieverbrauch auch die Vermeidung bzw. Verringerung von Transportbedarf als Handlungsfeld im Verkehr identifiziert. In diesem Punkt lässt sich zwischen der Vermeidung von motorisiertem Verkehr und der Vermeidung von Mobilität unterscheiden (UBA, 2016g). Es gilt bestehende Mobilitätsbedürfnisse zu befriedigen und gleichzeitig motorisierten Verkehr zu reduzieren. Dies lässt sich zum einen durch Verlagerung auf andere Verkehrsträger realisieren (vgl. Punkt Verkehrsverlagerung). Zum anderen kann Vermeidung von motorisiertem Verkehr erzielt werden durch eine Stadt- und Regionalplanung, die durch optimale Verteilung städtischer Funktionen ein geringeres Verkehrsbedürfnis erzeugt und Dispersion eindämmt. Dies ließe sich z. B. durch die Verankerung von Klimaschutz in der Verkehrs- und Siedlungsplanung und verpflichtende Verkehrs- und Klimaauswirkungsprüfungen für alle Vorhaben umsetzen (UBA, 2016g).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

175. Tabelle 7 stellt die Belastungsdimensionen des Verkehrs und die zur Verfügung stehenden Handlungsfelder zueinander in Beziehung. Es wird daraus ersichtlich, dass der Wechsel zu Antrieben und Kraftstoffen allein nicht alle Externalitäten adressieren kann. Insbesondere Flächennutzung und Staukosten würden sich mit so einem einseitigen Ansatz nur eingeschränkt reduzieren lassen. Auch Effizienzverbesserungen bei den konventionellen Antrieben können hier keinen Beitrag leisten. Dazu würden Fahrzeuge hier mit großer Wahrscheinlichkeit auch weiterhin hohe Lärmbelastungen erzeugen. Des Weiteren ist das letztendliche Eintreten von Umweltentlastungen durch Effizienzverbesserungen jedenfalls in Anteilen fraglich, da sie regelmäßig mit Rebound-Effekten einhergehen. Verkehrsverlagerung zu effizienteren/emissionsärmeren Verkehrsträgern würde alle Externalitäten adressieren. Auch die Anzahl der Unfälle und Verkehrstoten würde sinken, da dieses Handlungsfeld u. a. mit einer Reduktion des Pkw-Straßenverkehrs einhergeht, in dem der Großteil dieser Externalität entsteht. Eine umfassende Adressierung der Probleme im Verkehr, eine sogenannte Verkehrswende, sollte zum Ziel haben, Belastungen aller negativen Wirkungen zu reduzieren. Aus diesem Grund müssen die Verlagerung von Verkehr auf effizientere und emissionsärmere Träger und die Vermeidung von motorisiertem Verkehr, entsprechend der jeweiligen Potenziale, ein Teil einer solchen Strategie sein.

Tabelle 7: Zusammenführen von Belastungsdimensionen und Handlungsfeldern

	Nutzung alternativer Kraftstoffe und Antriebe	Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr	Verkehrsverlagerung zu effizienteren/ emissionsärmeren Trägern	Vermeidung von motorisiertem Verkehr
Energieverbrauch	(X)	(X)	X	X
THG-Emissionen	X	(X)	X	X
Emission von Schadstoffen	X	(X)	X	X
Lärmbelastung	(X)		X	X
Flächennutzung			X	X
Staukosten			X	X
Unfälle und Verkehrstote			X	X

X Zusammenhänge mit direkter Konsequenz.
(X) Zusammenhänge, die jedoch nicht für alle möglichen Umsetzungsoptionen gelten bzw. die durch Rebound-Effekte abgeschwächt werden.

Quelle: Eigene Darstellung

176. Aufgrund dieser dargestellten Zusammenhänge und Externalitäten ist es sinnvoll, die Problembereiche instrumentell anzugehen. Neben spezifischen Politikmaßnahmen, die die verschiedenen Handlungsfelder adressieren und oben im Text beispielhaft dargestellt wurden, können Preisinstrumente handlungsfeldübergreifend Anreize setzen, um Externalitäten des Verkehrs zu reduzieren. Für eine optimale Wirkung des Instruments sind sowohl Ansatzpunkte als auch Ausgestaltung zu durchdenken.

4.3 Ökonomisch sinnvolle Bepreisung im Straßenverkehr

177. Der Straßenverkehr ist eines der klassischen Beispiele für das Vorliegen externer Effekte. Unter externen Effekten – oder Externalitäten – ist zu verstehen, dass die Handlung eines Individuums einen direkten Einfluss auf die Wohlfahrt anderer Individuen hat, ohne dass dies über einen Markt koordiniert wird. Da Preissignale fehlen, werden wirtschaftliche Aktivitäten in einem suboptimalen Umfang durchgeführt. Da der Transport über ein Infrastrukturnetzwerk (v. a. Straßen) erfolgt, ergibt sich direkt ein Einfluss der Handlung eines Individuums

auf die Wohlfahrt aller anderen Nutzer der Infrastruktur. Konkret reduziert jeder Verkehrsteilnehmer (marginal) den Raum, der für die anderen Verkehrsteilnehmer zur Verfügung steht. Es kann zu Verstopfungseffekten kommen, also dem Verkehrsstau. Wie oben beschrieben, steigen mit der Anzahl der Verkehrsteilnehmer auch die Lärmbelastung und die Unfallgefahr. Neben diesen Netzwerk-Externalitäten führt der Verkehr technologiebedingt zu weiteren externen Effekten. Sofern die Fahrzeuge fossile Kraftstoffe verbrennen, entstehen globale externe Effekte in Form des Ausstoßes des klimaschädlichen CO_2 mit dessen Auswirkungen auf den globalen Klimawandel. Durch die gesundheitsgefährdende Emission von Feinstäuben kommt es zusätzlich zu lokalen externen Effekten. Schätzungen für die Kosten all dieser externen Effekte im Straßenpersonenverkehr ohne Berücksichtigung der Verstopfungskosten werden je nach klimapolitischem Szenario auf 48 bis 65 Euro / 1.000 Pkm beziffert (CE Delft/INFRAS/Fraunhofer ISI, 2011). Ca. die Hälfte dieser Kosten entfällt auf Unfälle. Hinzu kommen die Staukosten, welche die Expertenkommission in ihrer letztjährigen Stellungnahme auf über 40 Mrd. Euro pro Jahr bezifferte (vgl. Kapitel 9.2 in EWK, 2015).

178. Die externen Effekte des klimaschädlichen CO_2 können mit Hilfe von Pigou-Steuern kosteneffizient internalisiert werden. Da die Zahlungsbereitschaft für Transportdienstleistungen relativ groß ist, muss auch die Steuer hoch sein, um eine entsprechende Lenkungswirkung zu entfalten. Auch die anderen Externalitäten können durch die Steuer adressiert werden. Für eine optimale Wirkung des Instruments sind dabei sowohl Ansatzpunkte als auch Ausgestaltung zu durchdenken. Die Stärke der Netzwerk-Externalitäten hängt sehr stark von der Auslastung der Infrastruktur ab. Daher sollte die Pigou-Steuer höher ausfallen, wenn die Auslastung der Infrastruktur im relevanten Bereich schon sehr hoch ist, denn zu diesen Zeitpunkten sind auch die Verstopfungseffekte und die Unfallwahrscheinlichkeit am höchsten. Die Internalisierung der externen Umwelteffekte durch CO_2 und Feinstaub hängt hingegen nicht direkt von der Auslastung der Infrastruktur ab, sondern nur von der Verbrennungs-Technologie, d. h. insbesondere von der Art des eingesetzten Treibstoffs und der Effizienz. Vor diesem Hintergrund möchten wir einige Anregungen für eine ökonomisch sinnvolle Bepreisung im Straßenverkehr geben:

- Der zu wählende Ansatz sollte alle externen Effekte berücksichtigen. Zurzeit beobachten wir in Deutschland allerdings einen Flickenteppich von verschiedenen Internalisierungsmaßnahmen, d. h. es gibt keine idealtypische Pigou-Steuer aus einem Guss. Die Vielzahl der Ansätze wird auch aus der Infobox im Monitoring-Bericht deutlich, welche über vier Seiten reicht: von Pkw-Label über Runde Tische bis hin zum Bundesverkehrswegeplan (vgl. Kapitel 6.4 in BMWi, 2016a).
- Die LKW-Maut in Deutschland kann bereits als eine Ausgestaltung einer Pigou-Steuer interpretiert werden, die zur Internalisierung der Netzwerk-Externalitäten erhoben wird. Durch den engen Erhebungsbereich und die recht starre Bepreisung muss allerdings konstatiert werden, dass diese Art der Internalisierung noch Optimierungspotential offenbart. Der Nutzungspreis im Rahmen der Maut sollte möglichst für die komplette Verkehrsinfrastruktur und von allen Nutzern erhoben werden. Nur so können die Externalitäten vollständig internalisiert und wohlfahrtsinferiore Ausweichreaktionen vermieden werden. Auch das Festhalten an starren Preisen verhindert eine effiziente Nutzung der Verkehrsinfrastruktur. Es sollten daher regional und zeitlich differenzierte Preise erhoben werden. Gerade die neuen Informationstechnologien bieten die Möglichkeit, eine Maut sehr viel stärker auf das tatsächliche Verkehrsaufkommen (in Echtzeit) zu konditionieren. Hier liegt eine der Chancen der Digitalisierung für die Energiewende im Verkehr (vgl. Kapitel 8).
- Die derzeitige Lkw-Maut und die Kfz-Steuer haben bereits eine Umweltkomponente aufgrund der Berücksichtigung verschiedener Schadstoffklassen. Grundsätzlich sollte sich das zu wählende wirtschaftspolitische Instrument im Hinblick auf die Umwelt-Externalitäten jedoch am Schaden und nur hilfsweise am Emissionsausstoß oder zumindest an den gefahrenen Kilometern orientieren. Nur dann spiegelt der Preis des Transports von A nach B die damit einhergehenden Klima- und lokalen Umweltschäden

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

wider. Ein davon weitgehend unabhängiges Instrument, z. B. die nach Schadstoffklassen gestaffelte Kfz-Steuer ist unter diesem Aspekt nicht hilfreich.

- Letztendlich sollten, auch im Hinblick auf die Einfachheit und die Transparenz der Regulierung, die Instrumente in ein gemeinsames System integriert werden.

179. Die internationalen Erfahrungen zu den oben angesprochenen Aspekten fallen positiv aus. Seit 2003 wurden in einigen europäischen Städten lokal und zeitlich begrenzte Bepreisungsmechanismen zur Reduktion von Stau- und Umweltproblemen (congestion pricing) eingeführt. Die gemachten Erfahrungen sollten die Bundesregierung ermutigen, ebenfalls in diese Richtung nachzudenken:

- In Londons Innenstadt wurde 2003 eine Zone eingerichtet, in der zwischen 07:00 Uhr und 18:30 Uhr (Montag bis Freitag) eine Gebühr von ursprünglich 5 Pfund zu entrichten war. Das Verkehrsaufkommen in der Zone reduzierte sich in den Jahren 2003 und 2004 gegenüber der Ausgangslage um 18 %. Es kam zu einer Reduktion der gebührenpflichtigen Fahrzeuge, während ausgenommene Fahrzeuge an Bedeutung gewannen. Die Fahrzeugkilometer für alle gebührenpflichtigen Fahrzeuge nahmen ebenfalls ab, d. h. die Reduktion des Verkehrsaufkommens in der Zone wurde höchstens teilweise kompensiert durch längere Fahrstrecken (Santos, 2008).
- 2006 wurden in Stockholm Staugebühren eingeführt, deren langfristige Wirkungen (die ersten 5 Jahre) untersucht wurden. Die Zone wurde in diesem Fall um die Innenstadt gelegt und reduzierte den Verkehr auf den Wegen in die Innenstadt. An Werktagen zwischen 06:30 Uhr und 18:30 Uhr waren 2,00 Euro während Spitzenzeiten zu entrichten, 1,50 Euro in den 30 Minuten davor und danach und 1,00 Euro während den restlichen Uhrzeiten. Auch in dieser langfristigen Betrachtung über die ersten 5 Jahre blieb congestion pricing wirkungsvoll. Die gemessenen Effekte nahmen sogar mit der Zeit zu. Dies stimmt überein mit der Beobachtung, dass langfristige Elastizitäten größer sind als kurzfristige Elastizitäten, da langfristig mehr Anpassungsmechanismen zur Verfügung stehen als kurzfristig. Langfristig konnte auch die Befürchtung nicht bestätigt werden, dass nun andere Verkehrswege verstopft würden. Der vielleicht überraschendste Effekt war jedoch, dass ein Wechsel in der öffentlichen und politischen Akzeptanz stattfand, von anfangs starker Ablehnung hin zu beachtlicher Unterstützung. Ein wesentlicher Faktor für die politische Unterstützung wurde darin ausgemacht, dass lokale Politiker Einfluss über die Verwendung von Einnahmen ausüben konnten (Börjesson et al., 2012). Der gesellschaftliche Mehrwert, insbesondere Zeitersparnisse, waren ausreichend, um die Investitionskosten innerhalb von 4,5 Jahren zu „refinanzieren“ (Eliasson, 2009). Besonders interessant ist die Gruppe der Pendler, welche grundsätzlich relativ inflexibel hinsichtlich Verhaltensanpassungen erscheinen. Auch hier konnte gezeigt werden, dass diese eine 15 Prozentpunkte höhere Wechselrate hin zu öffentlichen Verkehrsmitteln hatten als diejenigen, die nicht in die Gebühren-Zone mussten (Karlström und Franklin, 2009).
- Viele der gemachten Erfahrungen in der Großstadt Stockholm konnten auch in der wesentlich kleineren Stadt Göteborg bestätigt werden (u. a. Verkehrsaufkommensreduzierung und Pendlerverhalten), was für eine gute Übertragbarkeit des Instruments spricht (Börjesson und Kristoffersson, 2015).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

4.4 Schlussbetrachtung

180. Aufgrund der absehbaren Zielverfehlung für das Jahr 2020 und des unzulänglichen Fortschrittes im Verkehrssektor in den Prognosen bis 2030 drängt die Expertenkommission zu einem Politikwechsel im Verkehr, der sich in Umfang und Maßnahmen an den Zielszenarien orientiert. Andernfalls wird die Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele Deutschlands auf nationaler und internationaler Ebene aufgrund der Schlüsselrolle des Verkehrs in den nationalen Emissionen fraglich. Des Weiteren gehen mit dem Verkehr derzeit eine Vielfalt von negativen Wirkungen einher, die hohe gesellschaftliche Folgekosten nach sich ziehen und die es zu reduzieren gilt.

181. Viele Belange des Verkehrs befinden sich in der Zuständigkeit kommunaler Verwaltungsebenen. Dennoch obliegt dem Bund neben der Rolle als Investor in zentrale Verkehrsinfrastrukturen, als Forschungsförderer und Gestalter nationaler Preis- und Abgaberegelungen eine zentrale Rolle in der Initiation von Veränderungsprozessen und deren Koordination zur Gestaltung des Verkehrssektors.

182. Die Expertenkommission rät der Bundesregierung, die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie zu einer integrierten und verkehrsträgerübergreifenden Langfriststrategie mit quantitativen Zielen für die Transformation des Verkehrssektors weiterzuentwickeln, um eine stabile politische Unterstützung über Legislaturperioden hinweg zu schaffen. Diese sollte neben dem Anspruch, Energieverbrauch und Treibhausgase durch den Verkehr zu reduzieren, auch alle weiteren Externalitäten durch den Verkehr umfassend adressieren. Zu diesem Zweck ist es essentiell, alle zur Verfügung stehenden Handlungsfelder zu nutzen und entsprechend ihrer Potenziale in die Gesamtstrategie einfließen zu lassen. Es braucht strategische Antworten mit klaren und realistischen zeitlichen Perspektiven. Diese sind auch deshalb erforderlich, damit sich die Marktteilnehmer an den Absichten der Bundesregierung orientieren können. Der Konsens zu einer solchen Strategie einer Verkehrswende muss jedoch zuerst geschaffen werden. Es sollten in seine Erarbeitung unterschiedlichste Akteure und Interessengruppen einbezogen werden.

183. Alternative Antriebskonzepte müssen insbesondere im Güterstraßenverkehr als auch im Luft-, Schwerlast- und Schiffsverkehr erst noch vom Test- und Pilotstadium zur Marktreife gebracht werden. Die Elektromobilität stellt im PKW-Bereich ein umsetzbares Alternativkonzept dar, vorausgesetzt, die Stromerzeugung wird vollständig klimaneutral. Entscheidend für die Einführung in den Massenmarkt ist hier jedoch die weitere Kostenentwicklung, insbesondere der Batteriekosten.

184. Die Bundesregierung sollte die verschiedenen Entwicklungsdynamiken aktiv unterstützen und mit Hilfe von Politikmaßnahmen dafür sorgen, dass Innovationen ihren Weg in den Markt finden. Hier ist insbesondere oft die noch fehlende Wirtschaftlichkeit ein Hemmnis, welches erst in der Massenanwendung behoben werden kann. Die Kaufprämie für Elektroautos reicht offenbar nicht aus, um den Weg in den Massenmarkt zu ebnen. An dieser Stelle ist aber auch die Automobilindustrie gefragt, die durch Forschung, Entwicklung und Produktion entsprechender Fahrzeugmodelle und essentieller Komponenten und Technologien die Bedingungen für den Aufbau eines Massenmarktes schaffen muss.

185. Weiterhin sollte die Bundesregierung die Einführung alternativer Antriebe und Kraftstoffe durch den Ausbau der entsprechenden Infrastruktur verstärkt unterstützen. Im Rahmen einer langfristigen Zielsetzung wird jedoch zu einem bestimmten Zeitpunkt eine Entscheidung für oder gegen den Einsatz bestimmter Technologien zu fällen sein, um Infrastrukturmittel zielgerichtet einsetzen zu können.

186. Die internationalen Entwicklungen im Verkehrsbereich, insbesondere in der Elektromobilität, treffen auch die international agierenden deutschen Fahrzeughersteller. China reagiert auf die starke Luftverschmutzung in seinen Großstädten nicht nur mit der Einschränkung der Zulassung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren (Verlosung der Nummernschilder) und zeitweiligen Fahrverboten, von denen E-Autos ausgeschlossen sind. Es

wird derzeit weiterhin darüber nachgedacht, eine Quote für Elektroautos einzuführen. Die Hersteller wären dann zum Nachweis verpflichtet, dass ein gewisser Anteil der von ihnen verkauften Fahrzeuge rein elektrisch bzw. als Hybrid betrieben wird. Der Druck zur Transformation des Verkehrssystems, oder wenigstens auf eines der genannten Handlungsfelder (Alternative Kraftstoffe und Antriebe), wird also auch ohne Dazutun der Bundesregierung steigen. Die Bundesregierung sollte daher pro-aktiv handeln, um den deutschen Markt für nachhaltige Mobilität zu stärken und Innovationsfähigkeit im Land zu halten.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

5 Erneuerbare Stromerzeugung strategisch weiterentwickeln

Das Wichtigste in Kürze

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist auf einem guten Weg. Insbesondere die Stromerzeugung entwickelte sich im vergangenen Jahr diesbezüglich erneut dynamisch und erreichte einen Anteil von 31,6 % am Bruttostromverbrauch. Die Steigerung um 4,3 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr ist v. a. auf ein starkes Wachstum der Stromerzeugung aus Windenergie zurückzuführen. Man nähert sich dem Mindestziel von 35 % für 2020. Ebenfalls positiv, wenn auch mit deutlich geringerer Dynamik, entwickelte sich der Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme. Hier konnten trotz geringerer Zubauraten bei Solarthermie und Wärmepumpen 13,2 % erreicht werden (Ziel für 2020: 14 %). Einzig im Verkehrssektor bewegen sich die erneuerbaren Energien mit 5,2 % nicht auf dem Zielpfad. Insgesamt ergibt sich ein positives Gesamtbild beim Anteil am Bruttoendenergieverbrauch, der im Jahr 2015 auf 14,9 % stieg. Somit scheint auch das für 2020 von der EU vorgegebene Ziel von 18 % erreichbar.

Die Bundesregierung hat mit dem EEG 2017 eine Systemumstellung von einer Preis- auf eine Mengensteuerung vorgenommen. Ziel ist es, den avisierten Zielkorridor von 40 bis 45 % im Jahr 2025 einzuhalten. Die Expertenkommission sieht die Ausgestaltung der Mengensteuerung in verschiedenen Punkten kritisch:

- Im EEG 2017 wurden die Ausbaupfade für die elektrische Leistung von einer Netto- auf eine Bruttoberechnung umgestellt. Da bislang keine belastbaren Erkenntnisse über die zu erwartenden Außerbetriebnahmen von Bestandsanlagen nach Ablauf der Vergütungsdauer vorliegen, sollten die Ausschreibungsvolumina flexibel festgelegt werden können, um bei Ausfall einzelner Bereiche eine Zielerreichung dennoch sicherzustellen. Den Zubau der Windenergie an Land zu begrenzen, dient zudem nicht der Kosteneffizienz, da dies die aktuell günstigste Erzeugungsquelle darstellt. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die ab 2017 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen voraussichtlich auch 2040 noch zur Stromerzeugung beitragen werden. Eine Mengenminderung für den Ausbau der Windenergie an Land kann vor dem Hintergrund auftretender Netzengpässe die Kosteneffizienz erhöhen, sollte dann aber durch Ausgestaltung der Netzentgelte adressiert werden (vgl. Kapitel 6.3).
- Aus Sicht der Expertenkommission stellt das EEG 2017 zwar einen Schritt hin zu mehr Wettbewerb innerhalb der jeweiligen Erzeugungstechnologie dar. Der Wettbewerb ist aber auf die jeweilige Erzeugungssparte in der Phase der Angebotsabgabe beschränkt. Das System der garantierten Mindestvergütung bleibt unverändert, so dass die Anlagenbetreiber keine Marktrisiken übernehmen. Die dahinterliegende Absicht, niedrigere Kosten zu erzielen, wird seitens der Expertenkommission begrüßt. Jedoch wäre ein stärkerer Anreiz zur Markttransformation erforderlich. Hierzu sollten Anlagenbetreiber an die Übernahme von Marktrisiken herangeführt werden. So könnte in Kombination mit einer CO_2-Bepreisung und entsprechend steigenden Großhandelsstrompreisen ein Wegfall der Förderung erreicht werden.

Der fünfte Monitoring-Bericht konzentriert sich auf die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme. Dabei steht die technische Effizienz als dominantes Kriterium im Mittelpunkt, andere Kriterien wie die ökonomische Realisierbarkeit und die dafür erforderlichen längerfristigen Rahmenbedingungen bleiben im Hintergrund. Die Expertenkommission hätte sich hier eine Darstellung der Mehrdimensionalität des Themas und der kurz-, mittel- und längerfristigen Bedeutung der verschiedenen Pfade der Sektorkopplung gewünscht. Technologien zur Sektorkopplung können z. B. nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn der Arbeitspreis der eingesetzten Elektrizität deutlich unterhalb der Arbeitspreise der zu ersetzenden fossilen Energien liegt. Aufgrund der heutigen Finanzierung der Energiewende über vorwiegend arbeitsbasierte Preiskomponenten ist die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben. Diese kann etwa durch CO_2-Bepreisung oder die zeitliche und regionale Dynamisierung sowie Verlagerung der Netzentgelte hin zu höheren Leistungspreisen erreicht werden (vgl. Kapitel 2 und Kapitel 6).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

187. Unter allen Energiewendezielen ist der Ausbau der erneuerbaren Energien am weitesten fortgeschritten. Insbesondere die Stromerzeugung hat sich im vergangenen Jahr erneut dynamisch entwickelt. Ebenfalls positiv, wenn auch mit deutlich geringerer Dynamik, steigt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung. Einzig im Verkehrssektor bewegen sich die erneuerbaren Energien nicht auf dem Zielpfad. Insgesamt sorgen die Stromerzeugung und der Zuwachs in der Wärmebereitstellung für ein positives Gesamtbild für den Anteil am Bruttoendenergieverbrauch. Die Expertenkommission möchte im Folgenden zunächst die Darstellung zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Kapitel 3 des Monitoring-Berichts 2016 kommentieren. Daran anschließend wird auf den Stromsektor fokussiert. Hier legt die Expertenkommission besonderen Wert auf eine Diskussion der Ausbaukorridore der einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien und der Kostenentwicklung. Darüber hinaus stellt die Expertenkommission Grundsatzüberlegungen zu einer sinnvollen technologieneutralen Förderung an, widmet sich dem Zukunftsthema Sektorkopplung und analysiert zukünftige Vermarktungskonzepte für erneuerbaren Strom außerhalb des EEG.

5.1 Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien

Bruttoendenergieverbrauch

188. Die positive Darstellung der Entwicklung der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Monitoring-Bericht der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.1 in BMWi, 2016a) ist inhaltlich zutreffend ebenso wie die Erkenntnis, dass mit Blick auf das für 2020 seitens der EU vorgegebene Ziel von 18 % insgesamt ein mindestens gleichbleibendes Ausbautempo aufrecht erhalten werden müsse. Wird diese Aussage auf den Gesamtzuwachs des vergangenen Jahres bezogen (1,3 Prozentpunkte), ist eine Zielerreichung bis 2020 als wahrscheinlich anzusehen. Bezieht man aber die Wachstumsraten der Vorjahre mit ein (2013: 0,3 Prozentpunkte; 2014: 0,5 Prozentpunkte), ergibt sich ein etwas ungünstigeres Bild. Wie der Monitoring-Bericht der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.1 in BMWi, 2016a) korrekt darstellt, war die Entwicklung in der Vergangenheit v. a. auf das dynamische Wachstum der erneuerbaren Stromerzeugung zurückzuführen, zu geringen Teilen auch auf den wachsenden Einsatz von erneuerbaren Energien in der Wärmeversorgung, während der Einsatz von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor kontinuierlich abnahm – die Anteile sind seit 2008 deutlich rückläufig. Im Sinne des Erreichens des Gesamtziels muss, wenn im Verkehrssektor eine Stagnation oder ein weiterer Rückgang erfolgt, dies durch einen höheren Anteil im Strom- oder Wärmesektor kompensiert werden. Die Regelungen des EEG 2017 lassen jedoch nicht erkennen, dass eine weiterhin hochdynamische Entwicklung im Stromsektor aktuell politisch gewünscht ist. Entsprechend soll die Umstellung des Förderinstrumentariums EEG von einer Preis- auf eine Mengensteuerung bewirken, dass die im EEG gesetzten Ziele erreicht, aber nicht übererfüllt werden. So ist zu befürchten, dass im Jahr 2020 keine erneuerbaren Strommengen zur Kompensation der verfehlten Ausbauquote im Verkehrssektor zur Verfügung stehen werden. Da auch für die Wärmebereitstellung fraglich ist, ob die im Monitoring-Bericht der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.3 in BMWi, 2016a) postulierten positiven Zukunftserwartungen eintreten werden (vgl. unten), bleibt offen, ob die Kompensation durch den Wärmesektor erfolgen kann – nicht zuletzt angesichts anhaltend niedriger fossiler Energiepreise.

189. Die hinsichtlich der Möglichkeiten der Sektorkopplung für die Sicherung der Zielerreichung von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch gegebene Einschätzung, dass durch eine effiziente Sektorkopplung – den Einsatz von erneuerbarem Strom in Wärme- und Kraftstoffanwendungen – ein geringeres Entwicklungstempo in Teilen dieser Sektoren ausgeglichen werden kann, trifft nur dann zu, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung entsprechend des zusätzlichen Strombedarfs für Wärme- und Verkehrsanwendungen schneller steigt, als ursprünglich vorgesehen. Dies würde aber einen dynamischeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung voraussetzen, als mit dem EEG 2017 aktuell avisiert. In der neu verankerten Mengensteuerung im EEG ist dies bislang nicht berücksichtigt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien

190. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung gibt in Kapitel 3.3 die beobachtete Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Wärme- und Kälteverbrauch korrekt wieder, jedoch fehlt eine transparente, nachvollziehbare Erläuterung des deutlichen Zuwachses in Höhe von 0,7 Prozentpunkten im Jahr 2015. Die angeführten Witterungsbedingungen mögen für den Anstieg des Wärmebedarfs insgesamt im Vergleich zum Vorjahr verantwortlich gewesen sein. Dies erklärt jedoch nicht den im Vergleich zu den Vorjahren sehr deutlichen Zuwachs des Anteils der erneuerbaren Energien, zumal die Zahl der Neuinstallationen von Wärmepumpen und Solarthermie-Anlagen im Vergleich zum Vorjahr rückläufig war. Somit muss der deutliche Zuwachs auf den erhöhten Einsatz von Biomasse (insbesondere Holz) zurückgeführt werden. Aufgrund der Begrenztheit der Ressource Holz und daraus resultierenden Nutzungskonkurrenzen stellt der Einsatz von Holz zur Raumwärmebereitstellung keine langfristige Option auf dem Weg zum klimaneutralen Gebäudebestand bis 2050 dar. Daher scheint sich die Gesamtentwicklung – trotz der in der Kurzfristperspektive positiven Entwicklung – nicht auf einem nachhaltigen Zielpfad zu bewegen. Der ausgewiesene Anteil von 13,2 % kommt dem im EEWärmeG verankerten Ziel von 14 % Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bereits sehr nahe, so dass die Schlussfolgerung des Monitoring-Berichts 2016 (vgl. Kapitel 3.3 in BMWi, 2016a) der baldigen Zielerreichung zulässig scheint. Die Expertenkommission möchte an dieser Stelle jedoch den folgenden Hinweis aus ihrer Stellungnahme 2015 wiederholen: Der im EEWärmeG verankerte Zielwert von 14 % Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte wurde anhand einer deutlich älteren und weniger detaillierten Datenbasis erarbeitet. So ging man für die Zielformulierung von einem Ausgangswert von 6,3 % im Jahr 2005 aus (Nitsch, 2008), nach aktueller Datenlage (BMWi, 2016j) betrug der EE-Anteil 2005 jedoch bereits 8,0 %. Da Anpassungen im Datenbestand und der Berechnungsmethodik nicht zu einer Anpassung des vorgegebenen Zielpfades führten, ist die zu erwartenden Zielerreichung zwar positiv, lässt aber das angesichts der Klimaschutzziele erforderliche Ambitionsniveau vermissen.

191. Die Expertenkommission erkennt an, dass die Bundesregierung im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 3.3 in BMWi, 2016a) – wie seitens der Expertenkommission empfohlen – den Versuch unternimmt, Aussagen zur Erreichbarkeit des für 2020 gesetzten Ziels von 14 % zu treffen. Da jedoch für die zitierten Prognosen keine Quellen angegeben werden, können die dahinter liegenden Annahmen sowohl hinsichtlich der Effizienzentwicklung als auch des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien nicht nachvollzogen werden. Die erwartete deutliche Übererfüllung des Ziels im Jahr 2020 (16,3 % statt 14 %) scheint dabei im Wesentlichen auf die Reduktion des Endenergiebedarfs für Wärme und Kälte um 72 TWh zurückzuführen zu sein, während die Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien nur um etwa 30 TWh steigen soll. Wie dies umgesetzt werden soll und welche Maßnahmen oder exogenen Einflüsse dies bewirken sollen, bleibt jedoch unklar. Dass der Ausbau im Bereich der erneuerbaren Energien in diese Größenordnungen vorstoßen könnte, hat die Expertenkommission in ihren vorherigen Stellungnahmen hinreichend erläutert. Ob die derzeit ergriffenen Maßnahmen (EEWärmeG und Marktanreizprogramm) vor dem Hintergrund niedriger Energiepreise die erforderlichen Impulse geben, bleibt jedoch offen. Hinsichtlich der Einordnung der Wahrscheinlichkeit des Erreichens der Verbrauchsreduktion sei auf Kapitel 0 verwiesen.

Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

192. Der Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehrssektor ist seit 2008 rückläufig und erreichte im Jahr 2015 mit 33,8 TWh nur noch einen Anteil von 5,2 % am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors und sank somit auf den niedrigsten Wert seit dem Jahr 2006. Die Bundesregierung bestätigt im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 3.4 in BMWi, 2016a) diesen Trend. Irreführend ist dabei die Formulierung, dass „*der Anteil der Biokraftstoffe in 2015 bei 4,6 % […] und der Stromverbrauch von Elektrofahrzeugen in 2015 bei 0,6 % lag*“, denn die 0,6 Prozentpunkte stellen den Anteil des erneuerbaren Stroms am Gesamtstromverbrauch des Verkehrssektors dar. Dieser entfällt

jedoch zum Großteil auf den Schienenverkehr. Die Nutzung des Begriffs „Elektrofahrzeuge“ suggeriert jedoch, dass dieser Anteil der Elektromobilität im Straßenverkehr zu zurechnen wäre, obwohl diese noch keinen nennenswerten Anteil am Stromverbrauch des Verkehrssektors aufweist (vgl. unten). Mit der Feststellung des rückläufigen Anteils ist leider kein Aufzeigen von Gegenmaßnahmen oder Aktivitäten verbunden, die erkennen lassen würden, wie das von der EU für 2020 vorgegebene Ziel von 10 % erreicht werden soll. Möglicherweise wird das Ziel rechnerisch allein durch die Maßnahmen zur Anpassung und Neugestaltung der EU-Richtlinie und den hierin eröffneten Möglichkeiten der Mehrfachanrechnung bestimmter Kraftstoffe (z. B. Einsatz erneuerbaren Stroms) erreicht. Die Expertenkommission hatte diesen Punkt bereits in ihrer Stellungnahme 2015 näher ausgeführt. Dies stellt jedoch keinen nachhaltigen Lösungsansatz für die Reduktion der tatsächlich anfallenden Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor dar.

193. Besonders fallen hier die Ausführungen der Bundesregierung zur Wirkung der ab 2015 geltenden Umstellung der energiebezogenen Biokraftstoff-Beimischungsquoten auf die Netto-Treibhausgasminderung des Biokraftstoffeinsatzes ins Auge. Aktuell gilt somit das gesetzlich verankerte Ziel bis 2020 durch die Erhöhung der Beimischungsquote die Wirkung der Netto-Treibhausgasminderung sukzessive von 3,5 % im Jahr 2015, auf 4 % ab dem Jahr 2017 sowie auf schließlich 6 % im Jahr 2020 zu steigern. Laut Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 107 in BMWi, 2016a) hat diese Umstellung nicht den gewünschten Anstieg des Einsatzes von alternativen Kraftstoffen bewirkt, sondern sogar einen weiteren Rückgang. Diesbezüglich ist es sehr bedauerlich, dass im Vorfeld der Umstellung auf Treibhausgasminderungsquoten die Auswirkungen auf den Einsatz von Biokraftstoffen nicht analysiert wurden. Dies hätte man für einen kurzen Zeitraum, beispielsweise ab 2012, parallel verfolgen sollen, dann wären mögliche Unsicherheiten und Fehlbewertungen zu Tage getreten und die nun beobachtete Entwicklung hätte durch Anpassungen der Zielwerte oder Anforderungen eventuell vermieden werden können.

194. Eine leichte Zunahme auf 3,7 TWh verzeichnet der Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 3.4 in BMWi, 2016a) im Bereich des Einsatzes von erneuerbarem Strom im Verkehrssektor. Dieser Anstieg ist jedoch im Wesentlichen auf den wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix zurückzuführen, da zur Ermittlung der genannten Größe der Strombedarf im Verkehrssektor mit dem Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch multipliziert wird. Der Strombedarf im Verkehrssektor ist dabei zu weit überwiegenden Teilen Strom, der für den Schienenverkehr benötigt wird. Die Elektromobilität hat hier erst kaum messbare Größenordnungen erreicht. Selbst wenn das Ziel der Bundesregierung erreicht würde, dass bis 2020 eine Mio. Elektroautos in Deutschland zugelassen sind, würden diese bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 10-15 kWh/100 km und einer Jahresfahrleistung von 15.000 km pro Fahrzeug nur einen Stromverbrauch von rund 2 TWh generieren. Bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 35 % am Stromverbrauch wäre dies nur 0,7 TWh zusätzlicher erneuerbarer Strom, der im Verkehrssektor angerechnet würde. Insofern kann man der Aussage im Monitoring-Bericht der Bundesregierung, dass *„die Erreichung des Ziels den Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch im Verkehr bis 2020 auf 10 Prozent zu steigern in weite Ferne rückt“* (vgl. Kapitel 3.4 in BMWi, 2016a), nur zustimmen. Jedoch wird entgegen der Darstellung der Bundesregierung die Maßnahme der Einführung des Umweltbonus zur Förderung der Elektromobilität den Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor, wenn überhaupt, nur marginal steigen lassen. Da dies die einzige dargestellte Maßnahme zur Überwindung der drohenden Zielverfehlung ist, erscheint dies mehr als dürftig.

Bruttostromerzeugung

195. Unter allen Energiewendezielen ist der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung am weitesten fortgeschritten und hat sich im Jahr 2015 noch einmal beschleunigt. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.2 in BMWi, 2016a) führt dies auf die guten Windverhältnisse zurück sowie darauf, dass der 4.400 MW Nettozubau an Windenergiekapazitäten des Jahres 2014 im gesamten Jahr 2015 zur Verfügung stand. Weil auch

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

im Jahr 2015 der Windenergiezubau dynamisch erfolgte, könnten die für 2020 angestrebten Ausbauziele vorzeitig erreicht werden, sofern es die meteorologischen Verhältnisse zulassen. Denn mit einem Anteil von 31,6 % am Bruttostromverbrauch im Jahr 2015 nähert man sich bereits dem Mindestziel von 35 % für 2020. Deutschland befindet sich somit in einer guten Ausgangsposition, die selbstgesteckten Ziele zu erreichen. Der im Vergleich zum Vorjahr deutliche Zuwachs um 4,3 Prozentpunkte war fast ausschließlich auf den Ausbau der Windenergie an Land und auf See zurückzuführen. Von den im Vergleich zum Vorjahr zusätzlich erzeugten 26 TWh stammten allein 21,6 TWh aus Windenergie. Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land legte gegenüber dem Vorjahr um 15 TWh zu und erreichte damit ein Niveau von 71 TWh/Jahr. Ein deutlicher Zuwachs zeigte sich überdies im Bereich der Windenergie auf See. Die Offshore-Strommenge stieg von 1,4 TWh im Jahr 2014 um 6,6 TWh auf 8 TWh. Dies spiegelt sich auch im Leistungszubau. Während der Leistungszuwachs für die Windenergie an Land das im EEG 2014 vorgesehene Ausbauziel von 2.500 MW/Jahr (netto) mit 3.623 MW sehr deutlich überschritt und sich die Offshore-Windenergieleistung mit einem Zuwachs von knapp 2.300 MW innerhalb eines Jahres mehr als verdreifachte, wurde der Ausbaukorridor von 2.500 MW (brutto) im Bereich der Photovoltaik mit einem Zubau von 1.444 MW zum wiederholten Male deutlich verfehlt. Die Biomasse bewegte sich mit 96 MW innerhalb des sehr eng gefassten Zielkorridors von 100 MW (brutto). Die Bundesregierung konstatiert im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 3.2 in BMWi, 2016a), dass man sich insgesamt betrachtet auf Zielpfad befände, da das Unterschreiten des Photovoltaikkorridors durch das Überschreiten des Korridors für Windenergie an Land kompensiert werde.

196. Die Expertenkommission begrüßt das hiermit verbundene Bekenntnis zur Flexibilität der Spartenziele, möchte aber gleichzeitig auf damit einhergehende Konfliktlinien hinweisen. Zunächst wird mit dem Inkrafttreten des EEG 2017 und der Umstellung des Systems auf eine Mengensteuerung eine derartige Flexibilität nicht mehr gegeben sein. Denn die Photovoltaik kann auch zukünftig den Ausbaukorridor weiter deutlich unterschreiten, da Ausschreibungen nur die Photovoltaikfreiflächen und große Dachanlagen ab 100 kW erfassen und somit nur diesen Bereich mit einem Volumen von 600 MW pro Jahr durch die Mengensteuerung adressieren. Dachanlagen unter 100 kW verbleiben im Einspeiseregime ohne direkten Einfluss auf die zugebaute Menge. Die aktuelle Marktsituation für Dachanlagen lässt keine Trendwende beim Zubau erkennen, so dass die Photovoltaik den avisierten jährlichen Zubau voraussichtlich weiterhin unterschreiten wird. Der für die von der Bundesregierung genannte Kompensation notwendige zusätzliche Zubau im Bereich der Windenergie an Land wird nach Einführung der Ausschreibungen jedoch nicht mehr möglich sein, da nur gemäß des vorgesehenen Zielkorridors ausgeschrieben wird. Hinzu kommt das Risiko von Ausfällen bei der Umsetzung von bezuschlagten Vorhaben, wofür es bislang naturgemäß keine Erfahrungswerte in Deutschland gibt.

197. Eine zusätzliche Konfliktlinie ergibt sich aus der im Monitoring-Bericht der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.2 in BMWi, 2016a) genannten Kompensation der nicht erreichten Photovoltaikleistung durch zusätzliche Windleistung dahingehend, dass zwar die installierte Leistung gleich sein mag, jedoch die hieraus resultierende Stromerzeugung deutlich abweicht. So kann ein Kilowatt Photovoltaikleistung aufgrund der Einspeisebedingungen auch am besten Standort in Deutschland max. 1.000 kWh/Jahr erzeugen. Ein Kilowatt Windleistung kann je nach Standort aber 2.500 kWh/Jahr und mehr erzeugen. Die Erfüllung der gewünschten Gesamtleistung im Zubau, führt somit nicht zwangsläufig zur Einhaltung der Stromerzeugungsziele, was sich auch in der oben genannten Entwicklungsdynamik der Stromerzeugung deutlich widerspiegelt.

198. Ein Positivum, welches der Monitoring-Bericht allerdings nicht anspricht, ist die breite Unterstützung der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung durch die Bevölkerung, trotz einzelner lokaler Akzeptanzprobleme. Für den weiteren Ausbau lassen sich in großem Umfang Investitionsmittel akquirieren, was auch der Tatsache tiefer Kapitalmarktzinsen sowie der sogenannten Sparschwemme zu verdanken ist. Ein finanzielles Engagement im Bereich der Erneuerbaren gehört zu den wenigen heute noch sicheren Kapitalanlagen, wobei natürlich die gesetz-

lich garantierte Marktprämie eine entscheidende Rolle spielt. Auch deshalb ist die Eigentümerstruktur breit gefächert, selbst wenn es sich inzwischen abzeichnet, dass der Investitionsanteil der traditionellen Elektrizitätswirtschaft steigt.

199. Diese überwiegend positive Situation hat jedoch auch ihre Schattenseiten: Obwohl die erneuerbare Stromerzeugung erst knapp ein Drittel des Bruttostromverbrauchs erreicht hat, verursacht die EEG-Förderung Differenzkosten von 21,842 Mrd. Euro (ohne den Merit-Order-Effekt und ohne die Auszahlungen der Netzbetreiber im Rahmen der „Härtefallregelung“). Auch wegen der wachsenden Konflikte um die Finanzierung dieser Summe zwischen der energieintensiven Industrie und der EU-Kommission (Beihilfe-Vorbehalt) muss der weitere Ausbau des erneuerbaren Stroms kostengünstiger werden. Zu diesem Zweck sieht die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) mit der Einführung von Ausschreibungen einen grundlegenden Systemwechsel bei der Förderung vor.

200. Ein weiteres Problem stellen die wachsenden Netzengpässe dar, denen zufolge immer häufiger Abregelungen von Windkraftanlagen durch die Netzbetreiber erfolgen, um Netzüberlasten zu vermeiden. Redispatchmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz haben sich im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr auf rund 16 TWh mehr als verdreifacht. Die Ausfallarbeit, also die im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelte Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen, legte im gleichen Zeitraum von 2,0 auf 4,7 TWh zu (BNetzA, 2016a). Die Zahlen sind Ausdruck eines Netzausbaus, der mit den strukturellen Veränderungen im Zuge der Energiewende nicht Schritt hält. Die damit verbundenen Ausgaben haben nach Angaben der BNetzA inzwischen ein Finanzvolumen von 400 Mio. Euro erreicht. Aus diesem Grund wurde bereits im EEG 2014 ein Ausbaukorridor festgelegt, wonach der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025 zwischen 40 und 45 % und im Jahr 2035 zwischen 55 bis 60 % liegen soll.

201. Eine bessere Synchronisation mit dem Netzausbau ist daher einer der wesentlichen Gründe, warum die Bundesregierung eine Überschreitung des Zielkorridors für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Jahr 2025 nach Möglichkeit verhindern will. Aus Sicht der Expertenkommission bedarf es allerdings einer kritischen Analyse, ob die Begrenzung des EE-Ausbaus die einzige und – mit Blick auf die Klimaziele – die richtige Option darstellt. Zu prüfen ist u. a., ob ein forcierter Kohleausstieg nicht ebenfalls einen substantiellen Beitrag zur Entlastung der Stromnetze liefern könnte. So lässt eine aktuelle Studie im Auftrag der vier Übertragungsnetzbetreiber immerhin darauf schließen, dass die inflexible Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken einen Teil des Problems darstellt. Demnach beläuft sich die konventionelle Mindesterzeugung nach wie vor auf 25.000 bis 30.000 MW (Consentec, 2016). Zu den Ursachen zählt neben technischen Restriktionen und dem stromgeführten Betrieb von KWK-Anlagen allerdings auch die Vorhaltung von Kraftwerksleistung für Systemdienstleistungen (vgl. Kapitel 6.2). Schließlich wird die Volatilität der Elektrizitätserzeugung bei fortgesetztem Zubau an erneuerbaren Kapazitäten steigen. Dies erfordert eine stärkere Flexibilisierung auf der Seite der steuerbaren Erzeugungskapazitäten (Angebotsseite) wie auch der Stromletztverbraucher (Stichwort: Sektorkopplung).

5.2 Diskussion der Ausbaukorridore der erneuerbaren Stromerzeugung

202. Wie im Monitoring-Bericht in Kapitel 3.5 ausführlich erläutert, hat der Deutsche Bundestag die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) am 08. Juli 2016 verabschiedet und mit der Einführung von Ausschreibungen einen grundlegenden Systemwechsel bei der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingeleitet. Unverändert blieb das Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45 % bis zum Jahr 2025, auf 55 bis 60 % bis zum Jahr 2035 und auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 zu steigern.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

203. Im Rahmen der EEG-Novelle hat die Bundesregierung die Ausbauziele für die Windenergie an Land nun deutlich reduziert. Statt eines jährlichen Nettozuwachses der installierten Leistung von 2.500 MW (EEG 2014) einigten sich Bund und Länder auf einen Bruttozubau in Höhe von 2.800 MW in den Jahren 2017 bis 2019 und 2.900 MW ab dem Jahr 2020. Geändert wurden zudem die Zielwerte für den Ausbau der Biomasse. Statt eines Bruttozubaus von bis zu 100 MW/Jahr sind nun 150 MW/Jahr in den Jahren 2017 bis 2019 und 200 MW/Jahr in den Jahren 2020 bis 2022 vorgesehen. Weitgehend unberührt blieben dagegen die Ausbaupfade für Windenergie auf See (6.500 MW im Jahr 2020 und 15.000 MW im Jahr 2030) und Photovoltaik (2.500 MW/Jahr brutto).

204. Die Neujustierung der Ausbaupfade ist grundsätzlich darauf ausgerichtet, dass der Zielkorridor von 40 bis 45 % im Jahr 2025 weder über- noch unterschritten wird. Dabei sind insbesondere die Korrekturen im Bereich der Windenergie an Land mit einer deutlichen Drosselung der Ausbaugeschwindigkeit gegenüber den bisherigen Festlegungen im EEG 2014 verbunden, da aufgrund der zu erwartenden Stilllegung einer Vielzahl von Altanlagen in den kommenden Jahren eine deutliche Diskrepanz zwischen Brutto- und Nettozubau zu erwarten ist. In einzelnen Jahren kann es bei Einhaltung des Bruttozubauwertes durch einen negativen Nettozuwachs zur Abnahme der installierten Gesamtleistung kommen. In jedem Fall wird sich der Nettozuwachs der installierten Leistung spürbar verlangsamen. Die Expertenkommission merkt hierzu an, dass diese gezielte Reduktion des Ausbautempos zur Folge hat, dass kaum noch Möglichkeiten des Ausgleichs nicht erreichter Ziele sowohl innerhalb der Bereitstellung von Energie aus Erneuerbaren als auch in den Verbrauchssektoren (Stichwort: Verbrauchsreduktion/Energieeffizienz) bestehen werden. Die unter dem Oberziel der Treibhausgasreduktion bestehenden Flexibilitäten und Ausgleichsmöglichkeiten innerhalb des Zielgerüsts nehmen ab, was die Anforderungen an die Passgenauigkeit der Maßnahmen zur Zielgenauigkeit und somit auch die Eingriffs- und Steuerungsnotwendigkeiten erhöht. Dies kann jedoch kein erklärtes Ziel der Energiewende sein und widerspricht der Aussage des Monitoring-Berichts 2016 (vgl. Kapitel 3.5 in BMWi, 2016a), dass mit dem EEG 2017 ein erheblicher Schritt zur Marktintegration der erneuerbaren Energien getan worden wäre. Der mit dem EEG 2017 eingeschlagene Pfad zu mehr Wettbewerb bezieht sich allein auf den Wettbewerb der zukünftigen Anlagenbetreiber mit ihren jeweiligen Anlagen innerhalb ihrer Sparte. Dem Wettbewerb des Strommarktes an sich und der Konkurrenz aller Technologien untereinander sind die erneuerbaren Energien weiterhin nicht ausgesetzt.

205. Bedingt durch die zunehmende Stromerzeugung aus Windenergieanlagen in Norddeutschland, den Wegfall von Erzeugungskapazitäten im Zuge des Kernenergieausstiegs in Süddeutschland und die anhaltenden Verzögerungen beim Netzausbau kam es in den vergangenen Jahren vermehrt zu Engpässen im Übertragungsnetz. Dies äußerte sich v. a. in einem deutlichen Anstieg der Redispatch-Eingriffe seitens der Übertragungsnetzbetreiber und der damit einhergehenden Kosten. Mit der Entschleunigung des Windenergiezubaus und der gezielten Begrenzung des Ausschreibungsvolumens in den vom Netzausbau besonders betroffenen Gebieten strebt die Bundesregierung daher auch eine bessere Synchronisation mit dem Netzausbau an, wie im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 3.5 in BMWi, 2016a) ausdrücklich hervorgehoben wird. Aus Sicht der Expertenkommission ist diese Problemlage jedoch daraus erwachsen, dass die Investoren für EE-Anlagen (wegen der sogenannten Härtefallregelung) keine Analysen darüber anstellen mussten, welche wirtschaftlichen Auswirkungen mit einer am geplanten Investitionsstandort vielleicht nicht vorhandenen Netzinfrastruktur verbunden sind. Die Einführung einer entsprechenden Risikoübernahme durch Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ohne die Möglichkeit der Überwälzung der entstehenden Kosten auf den Stromkunden könnte aus Sicht der Expertenkommission die Problematik deutlich effizienter lösen als der befristete Ausschluss bestimmter Regionen vom Zubau. Denn obgleich Stromerzeugung und Stromnetz derzeit eigentumsrechtlich entflochten sind, stellen Erzeugungsanlagen und Netze aus ökonomischer Sicht ein „unteilbares Gut“ dar, deren Ausbau eine gemeinsame Planung und Abstimmung der Projekte vor Ort erfordert.

206. Was die Ausbaupfade für den Nettozuwachs der installierten Leistung bedeuten, hängt von der Lebensdauer der bestehenden Anlagen ab. Dabei spielen nicht nur technische und ökonomische, sondern auch genehmigungsrechtliche Faktoren und Individualinteressen (z. B. Kostenvorteile oder -nachteile) eine Rolle:

- Wie hoch sind die laufenden Betriebskosten (inkl. Wartung und Instandhaltung)?
- Welche Erlösoptionen bieten sich nach dem Ende des gesetzlichen Vergütungszeitraums?
- Ist ein Weiterbetrieb aus technischer und genehmigungsrechtlicher Sicht möglich und aus Investorensicht gewünscht?
- Ist die Errichtung von Neuanlagen (aufgrund des technischen Fortschritts mit deutlich höherer Leistung) am gleichen Standort zulässig?
- Wie hoch sind die Renditeaussichten bei einem Weiterbetrieb der Altanlage bzw. bei deren Ersatz durch eine effizientere und leistungsstärkere Anlage?

207. Aufgrund der bislang fehlenden Erfahrungswerte und der Vielzahl an teilweise politisch bedingten Einflussfaktoren empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung sich dieser Fragestellungen im Fortschrittsbericht 2017 ausführlich zu widmen. In die Analyse sollten dabei mögliche genehmigungsrechtliche Hürden für den Weiterbetrieb von Anlagen nach Ablauf der Vergütungsdauer (z. B. Bindung der Betriebsgenehmigung an die Vergütungsdauer, fehlende Prüfzertifikate aufgrund des Anlagenalters, Standorte außerhalb von Vorranggebieten etc.) einbezogen werden. Des Weiteren sollten spartenspezifisch Fragen zur technischen und ökonomischen Lebensdauer der Anlagen und zum Modernisierungs- und Instandhaltungsaufwand für Altanlagen beleuchtet werden. Ebenso entscheidend ist aber die Untersuchung der bestehenden Möglichkeiten zum ökonomisch sinnvollen Weiterbetrieb der Anlagen über den EEG-Vergütungszeitraum hinaus. Hier geht es insbesondere um die Möglichkeiten der Vermarktung des Stroms außerhalb des EEG und die Frage, ob der bestehende Rechtsrahmen derartige Geschäftsmodelle aktuell zulässt und falls nicht, welche Änderungen notwendig wären, um den aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvollen Weiterbetrieb der Anlagen bis an ihr technisches Lebensende zu ermöglichen. Es geht nicht zuletzt darum, mehr Klarheit darüber zu erhalten, welche Rückbauzahlen in den Jahren nach 2020 bei welchen Technologien zu erwarten sind. Dieses Wissen muss dann auch konsequent in die Weiterentwicklung der Mengensteuerung im EEG 2017 einfließen, um nicht durch ein starkes Rückbauvolumen in die Situation zu geraten, dass die Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nicht nur stagnieren, sondern sogar zurückgehen.

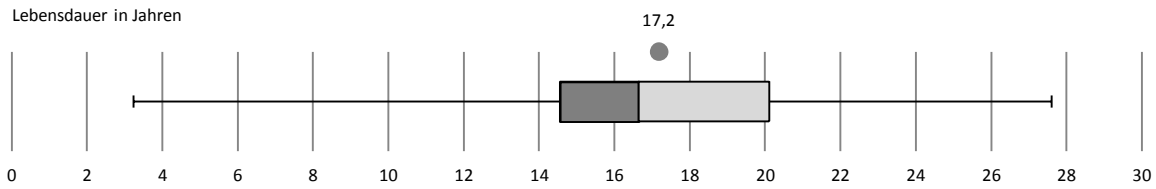
208. Den größten Beitrag zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor sollen Windenergieanlagen an Land leisten. Vor diesem Hintergrund wagt die Expertenkommission nachfolgend einen ersten Ausblick, wie sich die vorgesehenen Ausbaupfade für Windenergie an Land auf den Nettozubau unter Berücksichtigung des Rückbaus bis 2025 voraussichtlich auswirken werden. Auswertungen auf Basis des Anlagenregisters zeigen, dass die durchschnittliche Lebensdauer der seit August 2014 stillgelegten Windenergieanlagen an Land gerade einmal 17 Jahre beträgt. Nur rund 25 % der Anlagen erreichten ein Alter jenseits von 20 Jahren (vgl. Abbildung 14).

209. Seit dem EEG 2014 wird ein Repowering von Windenergieanlagen nicht mehr durch einen zusätzlichen Bonus gefördert. „Repowering-Anlagen“ entsprechen somit Neuanlagen an bereits entwickelten Standorten und sind damit den übrigen Anlagen bezüglich des Vergütungsanspruchs gleichgestellt. Wird die Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz nach dem 31. Dezember 2016 erteilt, ist der Vergütungsanspruch zudem an die erfolgreiche Teilnahme am Ausschreibungsverfahren gekoppelt. Ob der Abbau einer Bestandsanlage in Kombination mit einer Neuinvestition am selben, bereits entwickelten Standort ökonomisch vorteilhafter ist als der Weiterbetrieb der Bestandsanlage hängt somit zukünftig auch vom Wettbewerbsniveau innerhalb des Ausschreibungsregimes ab. Erfolg oder Nichterfolg in der jeweiligen Ausschreibungsrunde werden für derartige Anlagen somit in Zukunft ein weiterer Faktor sein, der den Stilllegungszeitpunkt der Bestandsanlagen mitbestimmen wird.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

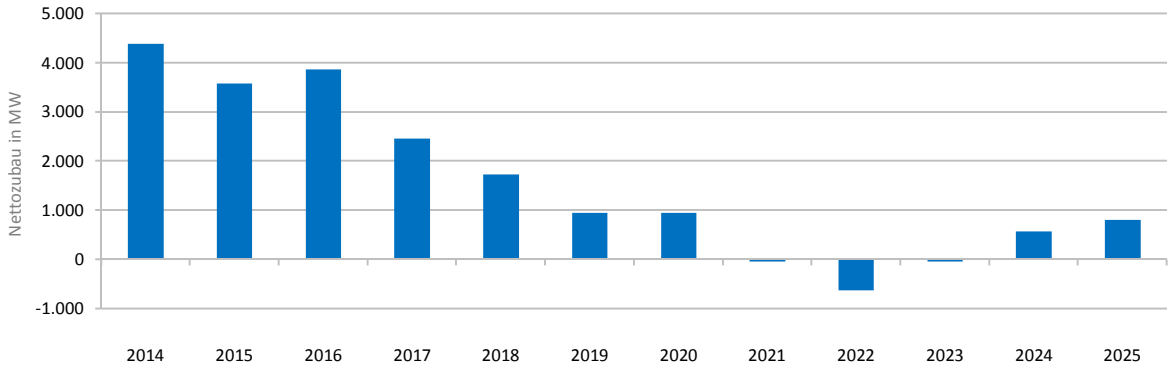
Abbildung 14: Lebensdauer der seit August 2014 stillgelegten Windenergieanlagen an Land (Minimum, 1. Quartil, Median, 3. Quartil, Maximum, Mittelwert)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BNetzA (2016b)

210. Abbildung 15 zeigt, wie sich der Nettozubau im Bereich der Windenergie an Land auf Basis des im EEG 2017 verankerten Ausbaupfades entwickeln könnte, wenn unterstellt wird, dass Neuanlagen ausschließlich innerhalb des EEG-Regimes gebaut werden dürfen.[20] Unterstellt sind in diesem Fall eine durchschnittliche Lebensdauer von 20 Jahren sowie eine Realisierungsquote der im Rahmen der Ausschreibung bezuschlagten Windenergievorhaben von 90 %. Trotz der jährlichen Ausschreibungsvolumina in Höhe von 2.800 MW bzw. 2.900 MW bricht der Nettozubau bedingt durch die zunehmende Zahl von befürchteten Anlagenstilllegungen signifikant ein. Im Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2025 ergibt sich ein jährlicher Nettozuwachs von rund 540 MW. Zum Vergleich: In den zurückliegenden 15 Jahren betrug der durchschnittliche Nettozubau noch rund 2.330 MW/Jahr. Bleibt die Lebensdauer der Anlagen mit 17 Jahren auf dem heutigen Niveau, fällt der Nettozuwachs mit durchschnittlich 350 MW/Jahr nochmals geringer aus.

Abbildung 15: Entwicklung des Nettozubaus im Bereich Windenergie an Land bei einer unterstellten Lebensdauer von 20 Jahren



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BNetzA (2016b)

211. Insgesamt ist festzuhalten, dass der angestrebte Bruttozubau im Bereich der Windenergie an Land zwar über dem Durchschnitt der zurückliegenden 15 Jahre liegt (2000-2015: 2.450 MW/Jahr), dass dieser jedoch mittelfristig nicht ausreichen wird, um vor dem Hintergrund der zunehmenden Anlagenstilllegungen einen signifikanten Zuwachs zu erzielen. Aus Sicht der Expertenkommission sollte sich die Bundesregierung daher mit der Frage auseinandersetzen, wie die Laufzeiten von Windanlagen über die gesetzliche Förderung hinaus sinnvoll ausgeweitet werden können, sofern nicht technische oder sicherheitsrelevante Gründe dagegen sprechen. Der Weiterbetrieb der Anlagen über die Vergütungsdauer hinaus, der seinerzeit bei der Einführung des EEG von den

[20] Im Zusammenhang mit Preismaßnahmen wäre es denkbar, dass Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung auch außerhalb des EEG-Regimes wirtschaftlich betrieben werden könnten. Dann könnte das Bild auch anders aussehen.

Branchenvertretern zugesichert wurde, muss auch seitens der Politik ermöglicht werden. Werden hier nicht die Weichen entsprechend gestellt, läuft die Bundesregierung Gefahr, ihre Zielsetzung für die erneuerbare Stromerzeugung zu verfehlen.

5.3 Diskussion der Kostenentwicklung

212. Aus Sicht der Expertenkommission ist die über die Mengensteuerung eingeführte Begrenzung des Ausbaus der Windenergie an Land noch aus einem anderen Aspekt kritisch zu bewerten. Die Bundesregierung hebt in ihrem Monitoring-Bericht in Kapitel 3.5 hervor, dass mit dem EEG 2017 die Energiewende kosteneffizienter wird. Mit einem staatlich regulierten, begrenzten Ausbau der verglichen mit anderen Technologien kostengünstigsten Technologie Windenergie an Land erscheint dies kaum umsetzbar. Windenergieanlagen weisen selbst an Binnenlandstandorten sehr niedrige Stromgestehungskosten auf. Aktuellen Erhebungen zufolge reicht die Spanne von rund 5,3 ct/kWh an sehr windreichen Küstenstandorten (150 %-Standort) bis 9,6 ct/kWh an weniger windhöffigen Binnenlandstandorten (60 %-Standort) (Lüers et al., 2015).

213. Insbesondere die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See ist heute trotz der besseren Windbedingungen noch erheblich teurer. Eine Studie aus dem Jahr 2013 weist für Standorte in deutschen Gewässern Kosten in Höhe von rund 11-13 ct/kWh aus (Inbetriebnahme: 2017) – und das bei einer grundsätzlich vergleichbaren Netzproblematik, da die Anbindung der Offshore-Parks über Leitungen nach Niedersachen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern ebenfalls die von Netzengpässen betroffenen Regionen trifft. Interessant dürfte allenfalls sein, wie sich die Kosten der vergleichsweise jungen Technologie mittelfristig entwickeln. Diesbezüglich sorgte v. a. eine Ausschreibung in den Niederlanden für Aufmerksamkeit, die der dänische Energiekonzern Dong Energy mit einem Gebot in Höhe von 7,27 ct/kWh für sich entschied (Hundleby, 2016). Noch mehr Aufsehen erregte das neuerliche Tiefstgebot in Höhe von 4,99 ct/kWh von Vattenfall für den Standort Krioegers Flak in der Ostsee (Vattenfall AB, 2016). Die hier genannten Werte lassen jedoch keine unmittelbaren Rückschlüsse auf die Kostenentwicklung von deutschen Offshore-Windparks zu, da die Ausschreibungsbedingungen in den einzelnen Ländern und für die einzelnen Projekte sehr stark voneinander abweichen können. Im Fall von Dong hat das Unternehmen zur Realisierung zunächst noch fünf Jahre Zeit und die Vergütung wird über einen Zeitraum von 15 Jahren in gleichbleibender Höhe gewährt. Das ist mit den Regelungen in Deutschland nicht unmittelbar vergleichbar. Dennoch zeigen diese Pressemeldungen, dass es hier auch international eine dynamische Entwicklung gibt und die Offshore-Windenergie zunehmend den Kinderschuhen entwächst.

214. Auch Photovoltaik-Dachanlagen weisen trotz der erheblichen Kostensenkungen der letzten Jahre mit 10-15 ct/kWh je nach Größe der Anlage noch höhere Kosten als Windenergieanlagen an Land auf. Anders sieht es allenfalls bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen aus. In der fünften Runde der Photovoltaik-Freiflächen-Ausschreibung betrug der gewichtete Zuschlagspreis 7,25 ct/kWh. Damit sind die Gebotswerte im Laufe der ersten Runden nicht nur erheblich gesunken (1. Runde vom 15. April 2015: 9,17 ct/kWh), sondern rückten zudem in einen Bereich, in dem sie mit Windenergieanlagen im Binnenland durchaus konkurrieren können. Aufgrund der Flächenkonkurrenz wurde der Ausbau von Freiflächenanlagen allerdings schon in der Vergangenheit wiederholt eingeschränkt. Im Vergleich zum avisierten Gesamtausbau von Photovoltaikanlagen in Höhe von 2.500 MW/Jahr ist das Ausschreibungsvolumen für Freiflächenanlagen und große PV-Dachanlagen mit 600 MW daher auch insgesamt eher überschaubar. Im Jahr 2016 wird der Zubaukorridor für Photovoltaik zum dritten Mal in Folge deutlich unterschritten werden. Eine schnelle Erholung auf den vorgesehenen Zubaupfad ist aus heutiger Sicht nicht zu erwarten.

215. Insgesamt führen die eingeführte Mengensteuerung und die implizite Begrenzung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land deshalb dazu, dass der EE-Ausbau im EEG weniger kosteneffizient erfolgt als es möglich

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

wäre. Der Wettbewerb beschränkt sich auf die einzelnen Anlagen der jeweiligen Sparten, wobei bei der Windenergie weiterhin ein Standortausgleich im Sinne eines weiterentwickelten Referenzertragsmodells vorgesehen ist. Ob dies dem Ziel der Kosteneffizienz entspricht, ist fraglich. Daher möchte die Expertenkommission ihren Vorschlag aus der letztjährigen Stellungnahme zur Einführung eines Alternativsystems wiederholen: Eine Alternative wäre die Gewährung einer Vergütung für eine feste Anzahl an Volllaststunden-Äquivalenten analog zur Regelung im KWKG. Mit der spezifischen Leistung der Windenergieanlage ergäbe sich dann eine feste Zahl zu vergütender kWh, unabhängig vom Standort, den fluktuierenden Wetterbedingungen, möglicher Abregelung durch die Netzbetreiber oder Vertriebspartner etc. Windstarke Standorte haben gegenüber windschwachen Standorten den Vorteil eines schnelleren Kapitalrückflusses, sind ansonsten aber gleichgestellt. Um die Finanzierung zu erleichtern, könnte man zudem eine höhere Vergütung beispielsweise für die Erzeugung der ersten 15.000 Volllaststunden ansetzen.

216. Nach der obligatorischen Direktvermarktung ist der anstehende Systemwechsel von der Preissteuerung zur Mengensteuerung ein weiterer Schritt auf dem Weg, die demnächst bei der Stromerzeugung dominierenden erneuerbaren Energien vermehrt dem Wettbewerb auszusetzen. Eigentlich sollte damit erreicht werden, dass dieses wachsende Marktsegment mit der Zeit völlig auf eine öffentliche Förderung verzichten könnte. Auch vor diesem Hintergrund möchte die Expertenkommission Zweifel anmelden, dass mit dem EEG 2017, der Umstellung von Preis- auf Mengensteuerung und der wettbewerblichen Bestimmung der Förderhöhen, bereits die Weichenstellung für ein zukunftsfähiges Strommarktregime unter Berücksichtigung der besonderen Eigenschaften der (fluktuierenden) erneuerbaren Energien gelungen sei. Mit dem EEG 2017 bleibt der weitere EE-Ausbau der Stromerzeugung weiterhin abhängig von staatlichen Regulierungsvorgaben und den damit verbundenen politischen Risiken. Denn das bestehende System der gleitenden Marktprämie plus Direktvermarktungserlös als „Vergütung“ für den Anlagenbetreiber bleibt bestehen. Wettbewerblich wird lediglich die Höhe der „Vergütung“ bestimmt, die dann wieder in gleitende Marktprämie und Vermarktungserlös aufgeteilt wird. Die Anlagenbetreiber werden somit nicht schrittweise an die Übernahme der Marktrisiken herangeführt. Auch bleibt weiterhin die Frage offen, wie die Integration der EE-Elektrizität in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt erfolgen soll. Aus Sicht der Expertenkommission kann man die Antworten auf diese Fragen nicht mehr auf die lange Bank schieben. Ein „auf Sicht fahren“ hilft hier nicht weiter, weil die mit politischen Änderungen verbundenen Risiken für Investoren unkalkulierbar bleiben. So kann die langfristige Transformation des Strommarktes nicht überzeugend gelöst werden.

217. Auch im Bereich der Biomasse zeichnet sich keine Lösung ab. Trotz der schrittweisen Anhebung des Ausbaupfades im Zuge der EEG-Novelle 2017 dürfte der vorgesehene Bruttozubau mittelfristig kaum ausreichen, um den Umfang der zu erwartenden Stilllegungen zu kompensieren. Bis zum Jahr 2025 endet für Biomasse-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 1.800 MW der gesetzliche Vergütungsanspruch. In Anbetracht der vergleichsweise hohen Betriebskosten dürfte ein Weiterbetrieb in der überwiegenden Mehrzahl der Fälle wirtschaftlich nicht möglich sein. Ein schlüssiges Gesamtkonzept für die Rolle der Biomasse im Rahmen der Energiewende fehlt nach wie vor. Dies äußert sich nicht zuletzt darin, dass der Ausbaupfad für die Biomasse bereits 2022 endet. Wie es im Anschluss weiter geht, bleibt vorerst offen. Hier kann nicht von einer langfristigen Weichenstellung gesprochen werden, der es aber angesichts eines Zielsystems mit mindestens 80 % erneuerbarem Strom im Jahr 2050 – und nach den Zielsetzungen des Klimaschutzabkommens von Paris ggf. auch eines zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems zur Mitte des Jahrhunderts – dringend bedürfte. Die Expertenkommission sieht im EEG 2017 auch in Kombination mit dem Strommarktgesetz nicht die erforderliche langfristig angelegte Strategie zur gesamtheitlichen Transformation des Strommarktes.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Grundsatzüberlegungen für eine sinnvolle (technologieneutrale) Förderung

218. Die Einführung von Ausschreibungen ab 2017 ist zunächst auf Windenergieanlagen an Land und auf See, Photovoltaikanlagen sowie Biomasseanlagen beschränkt. Dabei treten die verschiedenen EE-Sparten nicht in einen gemeinsamen Wettbewerb, sondern konkurrieren innerhalb der jeweiligen EE-Sparte um Zuschläge. Die Trennung nach Sparten wird damit begründet, dass die Besonderheiten der einzelnen Technologien ein zugeschnittenes Ausschreibungsdesign erfordern (BMWi, 2016c). Viele Designelemente gelten einheitlich für alle Ausschreibungen (u. a. einmalige verdeckte Gebote, Hinterlegung von Sicherheiten, Gebot auf den anzulegenden Wert der gleitenden Marktprämie, pay-as-bid, veröffentlichter Höchstpreis, Realisierungsfristen, Pönalisierung), wobei z. T. spezifische Parametrierungen zur Anwendung kommen.

219. Im Rahmen der so gestalteten Ausschreibungen werden sich zwar innerhalb der einzelnen Ausschreibungssysteme die jeweils günstigsten Anlagen durchsetzen, ein Wettbewerb zwischen den Technologien um die kostengünstigsten Anlagen findet aber nicht statt. Jedoch sieht das EEG 2017 in § 39i in Verbindung mit § 88c vor, 400 MW pro Jahr für Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen gemeinsam auszuschreiben, um Erfahrungen mit gemeinsamen, d. h. technologieneutralen, Ausschreibungen zu sammeln. Die entsprechende Verordnung soll spätestens bis zum Mai 2018 erlassen werden. Auf Basis der Erfahrungen mit den gemeinsamen Ausschreibungen in den Jahren 2018 bis 2020 soll anschließend evaluiert werden, ob und inwieweit ab dem Jahr 2021 auch weiterhin gemeinsame Ausschreibungen durchgeführt werden sollen. Für die Ausgestaltung der gemeinsamen Ausschreibungen wurden in § 39i (2) EEG 2017 folgende Zielsetzungen festgelegt:

- Der Zubau soll hinreichend diversifiziert erfolgen,
- die Ausbauziele des EEG sollen nicht gefährdet werden,
- die Kosteneffizienz soll gewährleistet werden und
- es sollen Anreize für eine optimale Netz- und Systemintegration gesetzt werden.

220. Diese Zielsetzungen werden nachfolgend kritisch gewürdigt und um relevante Fragestellungen ergänzt, die bei der Ausgestaltung der gemeinsamen Ausschreibungen berücksichtigt werden sollten. Das Ziel des hinreichend diversifizierten Ausbaus innerhalb der gemeinsamen Ausschreibungen ist nach Ansicht der Expertenkommission überflüssig. Die im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen werden ohnehin von den jeweiligen Ausschreibungsvolumina für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen abgezogen (§ 28 (1a) und (2a) EEG 2017). Selbst wenn die Zuschläge in der gemeinsamen Ausschreibung vollständig zu Gunsten einer der beiden Sparten gehen sollten, resultiert durch die Verrechnung mit den separaten Ausschreibungsvolumina keine Verschiebung der jeweils vorgesehenen Ausschreibungsmengen. Mit den gemeinsamen Ausschreibungen kann also nicht auf das Ziel eines hinreichend diversifizierten Zubaus hingesteuert werden, da die Verteilung über die separaten Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land und Photovoltaikanlagen fest vorgegeben ist.

221. Generell erfordern die oben genannten Zielsetzungen weitreichende administrative Festlegungen, insbesondere im Hinblick auf eine optimale Netz- und Systemintegration. Im Raum stehen laut der entsprechenden Verordnungsermächtigung Zu- oder Abschläge, mit denen beispielsweise berücksichtigt werden soll, in welcher Region eine Anlage angeschlossen wird, welches Einspeiseprofil sie aufweist, auf welcher Netzebene eingespeist wird und welche Systemintegrationskosten verursacht werden. Darüber hinaus lässt die Verordnungsermächtigung Raum, um – abweichend von den ansonsten ausschließlich preisbasierten Ausschreibungen im EEG – die vorgenannten und andere Kriterien zur Zuschlagserteilung hinzuzuziehen. Angesichts der bereits für die technologiespezifischen Ausschreibungen vorliegenden Fülle an administrierten Vorgaben und der daraus resultierenden Komplexität stellt sich im Zusammenspiel mit zusätzlichen Kriterien die Frage, ob damit dem wettbewerblichen Grundgedanken einer technologieneutralen Ausschreibung noch ausreichend Rechnung getragen wird. Die

zunehmende Regulierungstiefe führt zu Ineffizienzen, die die Kosteneffizienz als einem der drei Leitgedanken des EEG (Einhaltung des Ausbaukorridors, kosteneffizienter weiterer EE-Ausbau, Wahrung der Akteursvielfalt) konterkarieren. Aus Sicht der Expertenkommission sollte das gemeinsame Ausschreibungssystem für Windenergie an Land und Photovoltaik deshalb nur wenige Vorgaben und Parametrierungen beinhalten, um dem direkten Wettbewerb so weit wie möglich Raum zu lassen.

222. Weiterhin bestehen zwischen den technologiespezifischen Ausschreibungen und dem gemeinsamen Ausschreibungssystem nicht zu vernachlässigende Interdependenzen. So können Bieter für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen frei entscheiden, ob sie an der technologiespezifischen oder gemeinsamen Ausschreibung teilnehmen. Berücksichtigt werden muss darüber hinaus, dass sich die Ausschreibungsvolumina für die technologiespezifischen Ausschreibungen um diejenige Leistung verringern, die im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagt worden sind. Daraus resultieren möglicherweise Anreize zu strategischem Verhalten.

223. Zudem sollte aus Sicht der Expertenkommission zukünftig der Frage der kosteneffizienten Risikoallokation im Gesamtsystem mit Blick auf das erforderliche Marktdesign entsprechende Bedeutung beigemessen werden, um mittel- und langfristig hinsichtlich der erneuerbaren Energien eine angemessene Verteilung der Risiken zwischen Anlagenbetreiber und Allgemeinheit zu erreichen. Ein erster Schritt, um strommarktorientiertes Verhalten anzureizen, könnte sein, von dem fixierten Vergütungszeitraum von 20 Jahren auf die Gewährung einer Vergütung für eine feste Anzahl an Volllaststunden-Äquivalente, analog zur Regelung im KWKG, zu wechseln. Mit der spezifischen Leistung der jeweiligen Anlage ergäbe sich dann eine feste Zahl zu vergütender kWh, unabhängig vom Standort, von den fluktuierenden Wetterbedingungen, von systembedingten Abregelungen durch die Netzbetreiber oder Vertriebspartner etc. Ertragsstarke Standorte hätten gegenüber ertragsschwächeren Standorten den Vorteil eines schnelleren Kapitalrückflusses, wären ansonsten aber gleichgestellt. Dem Anlagenbetreiber eröffnet dies Spielräume, sich systemdienlich zu verhalten, ohne dabei finanzielle Einbußen befürchten zu müssen.

224. Gerade vor dem Hintergrund, dass Anlagen, die ab dem Jahr 2017 in Betrieb gehen, für mindestens 20 Jahre Teil der Stromerzeugung in Deutschland sein werden, also auch im Jahr 2040 – wenn bereits zwei Drittel der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammen –, ist über weitere Schritte, die erneuerbare Stromerzeugung aus der Förderung hinaus zu führen, nachzudenken. Ein weiterer Schritt könnte sein, das Prämienmodell zur Bestimmung der Vergütungshöhe weiter zu entwickeln. Die Ausgestaltung der Prämie ist auch im EEG 2017 weiterhin gleitend, so dass die Anlagenbetreiber zwar das Vermarktungsrisiko, nicht jedoch das Strompreisrisiko tragen. Um schrittweise zu einem neuen Gesamtsystem „Strommarkt“ zu kommen, sollte ein Übergang auf ein Festprämienmodell in Erwägung gezogen werden. Dies ist durch die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns zu einem funktionsfähigen Gesamtsystem unter Einbeziehung der erneuerbaren Energien zu flankieren. Ziel sollte es sein, geeignete Marktmodelle zu konzipieren, die perspektivisch erneuerbare Energien aus der Umklammerung staatlicher Detaileingriffe befreien (Ausschreibungsvolumina) und gleichwohl einen zielgerichteten EE-Ausbau ermöglichen. Dies könnte durch eine generelle CO_2-Abgabe möglich werden (vgl. Kapitel 2). Die Teilnahme an der Ausschreibung würde dem Anlagenbetreiber eine Garantie für einen Mindestpreis bestehend aus Großhandelsstrompreis und Marktprämie zusichern. Bei durch die Einführung einer CO_2-Bepreisung steigenden Großhandelsstrompreisen würde die Marktprämie sukzessive absinken. Sobald sie den Nullpunkt erreicht, ist eine weitere Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien nicht mehr notwendig. Die Strompreissignale aus dem Markt wären dann ausreichend, um den weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung anzureizen, die die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien darstellen. Eine weitere Option zur strategischen Weiterentwicklung des Systems könnte aber auch über eine grundlegende Veränderung der Förderkonzeption von EE-Anlagen erreicht werden (Verlagerung zu Leistungsprämien anstelle von Bonuszahlungen für Energielieferungen, wobei die Leistungsprämien über Leistungsentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt oder über den allgemeinen Staatshaushalt finanziert werden).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

5.4 Sektorkopplung

225. Für den Zeitraum ab 2025 ist bei zunehmender Durchdringung fluktuierender regenerativer Erzeuger damit zu rechnen, dass nicht mehr nur lokal, sondern temporär auch regional und national größere Stromüberschüsse auftreten, die mit konventionellen nachfrageseitigen Maßnahmen nicht kompensiert werden können und für die stationäre Stromspeicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batterien etc.) voraussichtlich schon aus kapazitiven Gründen und außerdem womöglich auch aus Kostengründen nur eingeschränkt als Lösung infrage kommen. Durch die Sektorkopplung soll dieser Strom fossile Energien im Wärme- und Transportbereich ersetzen. Sektorkopplung bedeutet im Kern die Schaffung zusätzlicher Stromabsatzpotentiale im Wärme- und Treibstoffsektor.

226. Der diesjährige Monitoring-Bericht konzentriert sich auf die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme mittels Wärmepumpensystemen und die Kopplung von Strom und Mobilität durch Batteriefahrzeuge. Dabei steht die technische Effizienz als dominantes Kriterium im Mittelpunkt, andere Kriterien wie beispielsweise die ökonomische Realisierbarkeit und die dafür erforderlichen längerfristigen Rahmenbedingungen bleiben im Hintergrund. Dies gilt auch für andere Sektorkopplungstechnologien im Bereich Power-to-Heat oder für Power-to-Gas. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung heißt es in Kapitel 11.1 dazu lapidar: „*Andere Technologien […] sollen wegen ihres ungleich höheren Strombedarfs und der demzufolge deutlich verringerten Effizienz nur dort zum Einsatz kommen, wo keine effizienteren Technologien zur Verfügung stehen.*“ Die Expertenkommission hätte sich hier eine ausgewogenere Darstellung der Mehrdimensionalität des Themas und der kurz-, mittel- und längerfristigen Bedeutung der verschiedenen Pfade der Sektorkopplung gewünscht. Nachfolgend formuliert die Expertenkommission einige Gedanken dazu.

Power-to-Heat

227. Ein erster Aspekt sind die spezifischen Investitionskosten je Output-Leistung. Der Monitoring-Bericht (und insbesondere Tabelle 11.1 im Monitoring-Bericht) weist explizit auf „hocheffiziente Wärmepumpen“ hin, die jedoch im Vergleich zu anderen Power-to-Heat-Technologien außerordentlich hohe spezifische Investitionen aufweisen. Das erzeugt einen ökonomischen Anreiz, Wärmepumpen mit möglichst hohen Jahresbenutzungsstunden einzusetzen. Doch als echte Flexibilitätsoption sollten sie selbst während der Winterperiode nicht im Dauerbetrieb eingesetzt werden, weil sie damit eine Grundlast-Stromnachfrage verursachen. Die spezifischen Investitionskosten von Power-to-Heat-Systemen (inkl. zusätzliche Wärmespeicher) verteilen sich also auf eine entsprechend geringe Zahl von Einsatz- bzw. Jahresbenutzungsstunden, weshalb hohe spezifische Investitionskosten ein maßgebliches Hemmnis für den wirtschaftlichen Erfolg von Technologien der Sektorkopplung sind. Wenn man von Beginn an auf die besonders teuren Technologieoptionen setzt (die man im Übrigen zu einem späteren Zeitpunkt nachrüsten könnte), wird das Flexibilitätspotential der Sektorkopplung wirtschaftlich betrachtet aufs Spiel gesetzt.

228. Power-to-Heat ist in Deutschland kein neues Thema. Im Jahr 2015 wurden 2,1 Mio. Zählpunkte mit etwa 14,4 TWh Heizstrom versorgt (BNetzA/BKartA, 2016). Der Großteil (12,1 TWh) wurde allerdings nicht an Wärmepumpenkunden, sondern an Kunden mit Nachtspeicheröfen geliefert. Die Energiekosten von Nachtspeicheröfen liegen um ein Mehrfaches über den Preisen von Heizöl- oder Erdgasheizungen. Im Unterschied zu Wärmepumpen führt dies zu hohen Heizkosten. Außerdem werden derzeit weder Nachtspeicheröfen noch Wärmepumpen im Sinne einer an den Flexibilitätsbedürfnissen orientierten Betriebsweise eingesetzt. Doch diese Power-to-Heat-Systeme lassen sich im Prinzip nachrüsten und entsprechend netzdienlich betreiben, womit ein prinzipiell ergiebiges und schon ohne hohe Investitionsausgaben aktivierbares Flexibilitätspotential existiert. Als echte Flexibilitätsoptionen benötigen Power-to-Heat-Systeme jedoch Backup-Optionen wie beispielsweise bereits vorhandene Erdgas- oder Heizölheizungen. Zwar wird die Klimaneutralität von Gebäuden vorerst noch nicht erreicht (außer

für die Backup-Systeme werden Biomethan oder andere erneuerbare Brennstoffe eingesetzt), doch es wäre eine zunächst sehr kostengünstige Strategie zur Erschließung von Flexibilitätspotentialen.

229. Aus Sicht der Expertenkommission ist es notwendig, die Rolle der Sektorkopplung als Flexibilitätsoption zu klären. Die einseitige Betonung der Wärmepumpen gegenüber hybriden Power-to-Heat-Technologien steht im Konflikt zur geforderten Funktion von Power-to-Heat als Flexibilitätsoption – sowohl in Bezug auf den Strommarkt selbst wie auch im Hinblick auf den netzdienlichen Einsatz. Der in diesen Zusammenhang recht apodiktisch formulierte Satz *„Technologien zur Sektorkopplung dürfen jedoch nicht als zielgerichtetes Instrument zur Abnahme von ‚Überschussstrom' missverstanden werden, […]"* (vgl. Kapitel 11.1 in BMWi, 2016a) lässt sich nicht nachvollziehen. Wenn Sektorkopplung dazu führt, dass auch nicht-erneuerbarer Strom eingesetzt werden muss, ist der Klimavorteil beschränkt. Wenn – bei einem durch Ausschreibungsvolumina gedeckelten EE-Ausbau – bilanziell erneuerbare Energien für die Sektorkopplung eingesetzt werden, werden andere Stromletztverbraucher dazu gedrängt, konventionelle Elektrizität einzusetzen. Auch das kann nicht klimapolitisch zielführend sein. Die Bundesregierung wird daher aufgefordert, den hier angedeuteten Widerspruch zwischen *„Sektorkopplung als Flexibilitätsoption"* und *„Sektorkopplung ist kein Instrument für die Abnahme von Überschussstrom"* aufzuklären.

230. Nach Ansicht der Expertenkommission werden Geschäftsmodelle im Bereich der Sektorkopplung kaum flächendeckend zum Erfolg führen, wenn deren Wirtschaftlichkeit nicht gewährleistet ist. Der Hinweis im Monitoring-Bericht, wonach *„der wirtschaftliche Nutzen von Sektorkopplung auch von verbesserten Wettbewerbs- und Investitionsbedingungen"* (vgl. Kapitel 11.1 in BMWi, 2016a) abhängt, ist zweifellos zutreffend, doch leider derart allgemein und unverbindlich formuliert, dass sich niemand eine Vorstellung darüber machen kann, wie denn die Bundesregierung diese Verbesserungen der Wettbewerbs- und Investitionsbedingungen erreichen möchte. Mit so allgemein gehaltenen Aussagen besteht die Gefahr, dass die sich in letzter Zeit häufenden Forderungen nach neuen Fördertatbeständen weiter befeuert werden. Aus Sicht der Expertenkommission sollten die entsprechenden Überlegungen durch ein geeignetes neues Finanzierungsmodell der Elektrizitätswirtschaft präzisiert werden, wie es im Folgenden beispielhaft angedeutet wird.

231. Generell können die Technologien zur Sektorkopplung wirtschaftlich betrieben werden, wenn der Arbeitspreis der eingesetzten Elektrizität deutlich unterhalb der Arbeitspreise der zu ersetzenden fossilen Energien Erdgas, Heizöl, Benzin oder Diesel liegt. Heute liegen die Arbeitspreise der Elektrizität in der Regel weit über dieser Wirtschaftlichkeitsschwelle für eine Sektorkopplung. Dies liegt primär an der heutigen Finanzierung der Energiewende über Stromsteuern, Umlagen (insbesondere EEG-Umlage) und (steigende) Netzentgelte, die zudem überwiegend arbeitspreisbezogen und nicht leistungspreisbezogen sind.

232. Aufgrund der komplexen Strommarktregulierung hängen die Geschäftsmodelle zur Sektorkopplung heute von der Situation in konkreten Einzelfällen ab. Je nach Anwendungsfall gibt es beispielsweise bei den Netzentgelten und den Umlagen verschiedene Rabatte und Ausnahmetatbestände, z. B. im Fall einer atypischen Netznutzung (vgl. Kapitel 7.5). Das erfordert komplexe und aufwendige Planungsprozesse, die nur bei wenigen Großsystemen der MW-Klasse Sinn machen. Erst wenn es gelingt, für kleine Systeme ein standardisiertes Vorgehen zu etablieren, könnten Technologien der Sektorkopplung in großem Stil und auch in Massenmärkte Eingang finden. In diesem Kontext sei darauf hingewiesen, dass *„intelligente Schnittstellen"* nicht ausreichen, um *„flexibel auf Strompreissignale zu reagieren"* (vgl. Kapitel 11.1 in BMWi, 2016a), wenn die Letztverbraucherstrompreise – wie heute zumeist der Fall – nicht flexibel sind.

233. Zu den großtechnischen Power-to-Heat-Systemen gehört die Wärmeerzeugung mittels Widerstands- und Elektrodenheizkesseln. Aktuell sind in Deutschland Anlagen mit einer elektrischen Leistung von rund 1.000 MW installiert, davon etwa die Hälfte bei kommunalen Unternehmen. Bisher ist ihr Einsatz allerdings auf Nischenanwendungen beschränkt (Eigenversorgung, negative Regelenergie). Die Märkte für negative Regelenergie sind v. a. deshalb interessant, weil hier sowohl über Leistungspreise als auch über Arbeitspreise Erlöse erzielt werden

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

können. Die gebotenen Arbeitspreise reflektieren die meist hohen Elektrizitätsbezugskosten (sofern die üblichen Netzentgelte, Stromsteuern und Umlagen anfallen). Als Folge davon werden Power-to-Heat-Kapazitäten auf Regelenergiemärkten gegenüber Pumpspeicherkraftwerken und fossilen Kraftwerken nur selten abgerufen. Die notwendigen Deckungsbeiträge müssen v. a. über Leistungspreise verdient werden. Vor einigen Jahren waren die Leistungspreise für negative Regelenergie noch recht attraktiv, doch auch wegen des Kapazitätsaufwuchses von Power-to-Heat-Anlagen sind die Leistungspreise inzwischen deutlich gefallen (vgl. Tabelle 8), womit die wirtschaftliche Attraktivität dieses Geschäftsmodells verloren gegangen ist.

Tabelle 8: Durchschnittliche Leistungspreise für Regelenergie in Deutschland

Jahr	Sekundärregelleistung in [Euro/MWh]		Minutenreserve [Euro/MWh]	
	positiv	negativ	positiv	negativ
2010	10,67	12,87	1,11	3,18
2011	8,08	10,89	0,30	4,29
2012	2,37	10,92	0,61	3,01
2013	7,87	11,83	0,94	5,72
2014	7,83	5,16	0,55	4,02
2015	6,07	2,63	0,60	1,86

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten von REGELLEISTUNG.NET

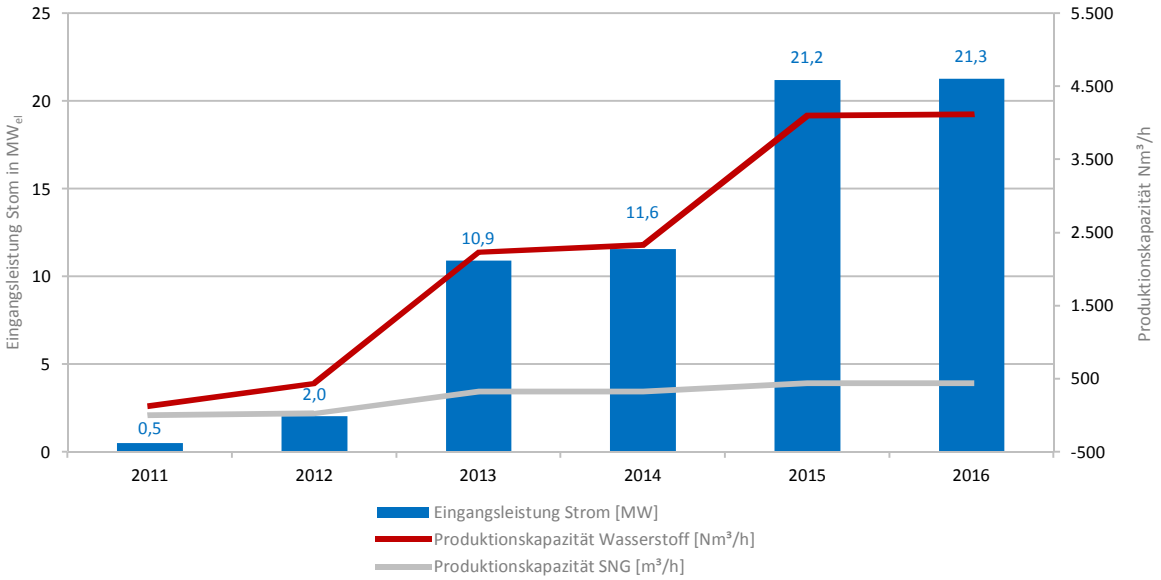
234. Um große Power-to-Heat-Anlagen mit ihrem Flexibilitätspotential zu fördern, wurde im Juli 2016 das EnWG in § 13 dahingehend geändert, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei bestehenden KWK-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 500 kW Vergünstigungen gewähren können, wenn diese Anlagen ferngesteuert abgeschaltet und die Wärmeversorgung ersatzweise durch Power-to-Heat-Kapazitäten gewährleistet wird. In diesem Fall sollen KWK-Betreiber die mit Power-to-Heat-Anlagen verbundenen zusätzlichen Kosten der Anlage selbst, der Strombezugskosten, Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern sowie der entgangenen Erlöse abzüglich vermiedener Brennstoffkosten, erstattet bekommen. Je nach ihrer Größe und Lage hat der Übertragungsnetzbetreiber diejenigen KWK-Anlagen zu wählen, mit denen ein bestehender Netzengpass am effektivsten beseitigt werden kann. Der Gesetzgeber begründet die Beschränkung auf KWK-Anlagen mit einem „doppelten Entlastungseffekt“ aus der Lasterhöhung durch die Power-to-Heat-Anlage und der Reduktion der konventionellen Stromerzeugung in den mit Kohle oder Gas betriebenen KWK-Anlagen, doch schafft er dabei erneut einen Diskriminierungstatbestand zwischen Technologien und Betreibern – im Gegensatz zu der immer wieder geforderten Technologieneutralität.

Power-to-Gas

235. Aus dem Themenfeld Power-to-Gas lassen sich ähnlich wie zum Themenfeld Power-to-Heat quantitative Aspekte darstellen. So zeigt die Abbildung 16 die Entwicklung der elektrischen Eingangsleistung der Wasserstoff und – sofern vorhanden – der Synthesegasproduktionskapazität (SNG) der in Deutschland errichteten Pilotanlagen nach dem Jahr der Inbetriebnahme. In Summe erreichten diese 21 Pilotanlagen im Jahr 2016 eine elektrische Eingangsleistung von 21,3 MW und eine Produktionskapazität für Wasserstoff von rund 4.100 Nm³/h.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 16: Entwicklung der elektrischen Eingangsleistung der Wasserstoff- und wenn vorhanden der Synthesegasproduktionskapazität (SNG) in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von dena (2016b)

236. Auch für die Schnittstellen zum Verkehrssektor lassen sich erste Indikatoren benennen, deren Entwicklung eine Indikation für den Fortschritt der Sektorkopplung geben kann. So sind im Herbst 2016 deutschlandweit 22 Wasserstofftankstellen in Betrieb, die insgesamt täglich etwa 1.500 PKW mit Brennstoffzellenantrieb bedienen könnten (CEP, 2016). Gleichzeitig stehen 5.855 öffentliche Ladestationen für Elektrofahrzeuge mit 16.691 Ladepunkten deutschlandweit zur Verfügung. Davon weisen ca. 6.500 Ladepunkte eine Ladeleistung von 3 kW (Standard-Laden) auf. Mit 8.900 Ladepunkten weist mehr als die Hälfte der Ladepunkte eine Leistung von 7-22 kW auf und ermöglicht so auch schnelleres Laden. Etwa 1.200 Ladepunkte sind mit einer Ladeleistung von mehr als 43 kW als Schnellladesäulen konzipiert (Chargemap, 2016). Auch wenn dies zunächst nur eine Momentaufnahme abbildet, lohnt sich die Beobachtung der Entwicklung, um auch den infrastrukturseitigen Fortschritt der Sektorkopplung abzubilden. Eine vertiefte Darstellung alternativer Treibstoffe erfolgt in Kapitel 4.

Weitere Flexibilitätsoptionen

237. Neben der Sektorkopplung bestehen weitere Flexibilitätsoptionen, die ebenfalls für ein Gelingen der Integration Erneuerbarer erschlossen werden sollten. Im Folgenden soll kurz auf die weiteren Optionen eingegangen werden. Netzseitig sollte versucht werden, die Abregelung Erneuerbarer zu vermeiden und die Integration zusätzlicher EE-Mengen zu ermöglichen. Dazu ist Netzausbau auf der Verteiler- und der Übertragungsnetzebene erforderlich. Studien wie E-Bridge nennen auch alternative Optionen wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder die Spitzenkappung als Planungsgrundsatz, die die Kosten für den konventionellen Stromnetzausbau erheblich reduzieren können (E-Bridge/IAEW/OFFIS, 2014). Obwohl die Spitzenkappung bereits Eingang in das Strommarktgesetz vom Juli 2016 gefunden hat, bestehen weiterhin fehlende Anreize seitens der Anreizregulierungsverordnung, diese alternativen Optionen auch umzusetzen (vgl. Kapitel 6.1).

238. Energiespeicher (Wärme-, Gas- und Stromspeicher) können die zeitlichen Unterschiede von Last und Verbrauch ausgleichen. Sektorkopplungstechnologien ermöglichen die Speicherpotentiale auch sektorübergreifend nutzbar zu machen. Als Indikatoren für Energiespeicher eignen sich folgende Aspekte:

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

- Marktindikator: Anzahl nach Leistungsklassen
- Leistungsindikator: kumulierte installierte Einspeise- und Ausspeiseleistung
- Arbeitsindikator: Speichervolumen (Energiemengen)
- Flexibilitätsindikator: maximale kumulierte Einspeise- bzw. Ausspeiseleistung
- Innovationsindikator: Zeitreihen für Technologiekosten

239. Nachfragemanagement (DSM) oder steuerbare Lasten sind ein weiterer wichtiger Flexibilitätsbaustein. Die Erfahrungen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) haben jedoch gezeigt, dass das bisherige Konzept sehr teuer und ohne Nutzen für das Energiesystem ist. Mit der Novellierung der AbLaV wird versucht, mehr Wettbewerb anzureizen und die Preise für abschaltbare Lasten zu senken. Fraglich ist, ob die Neuerungen ausreichend sind, um dieses Ziel zu erreichen (vgl. Kapitel 6.2).

Wettbewerbssituation der Sektorkopplung stärken – neue Umlage- und Finanzierungsmodelle

240. Mit dem im September 2016 veröffentlichten Impulspapier „Strom 2030“ hat das Bundeswirtschaftsministerium die Diskussion zum Thema Sektorkopplung intensiviert. Es gäbe verschiedene Ansatzpunkte, die Wettbewerbssituation von Technologien der Sektorkopplung technologieneutral zu verbessern. Einige dieser Ansatzpunkte wurden bereits in Kapitel 4.3 des Grünbuchs vom Oktober 2014 angesprochen:

- Einführung von CO_2-Abgaben auf fossile Energien oder – gleichbedeutend damit – Erhöhung der Energiesteuerzuschläge (vgl. Kapitel 2).
- Reduktion der Arbeitspreis-Elemente von Netzentgelten durch Verlagerung der Kosten für die Netznutzung auf Leistungspreise. Dazu müssten beispielsweise Power-to-Heat-Anlagen über intelligente Zähler mit dem Netz verbunden werden, womit die Betreiber zu rLM-Kunden[21] werden – mit allen damit verbundenen Konsequenzen für die Datenerfassung und Abrechnung[22].
- Bei jedem Letztverbraucher in der registrierten Leistungsmessung (rLM) beruhen die Leistungsentgelte für die Netznutzung auf den höchsten drei innerhalb eines Jahres gemessenen Viertelstunden-Leistungswerten. Die Verteilnetzbetreiber könnten auf ihren Webseiten regional und zeitlich differenzierte Viertelstunden-Faktoren veröffentlichen, mit denen die gemessenen Leistungswerte multipliziert werden. Dazu bräuchte der vorhandene Rechtsrahmen nicht einmal verändert werden (vgl. Kapitel 6.3).
- Umbau des Finanzierungsmodells der EEG- und der KWK-Förderung mit dem Ziel, die Arbeitspreise von Elektrizität von diesen Umlagen zu entlasten (vgl. Kapitel 6.3, Kapitel 7.5 und Kapitel 7.6). Dazu böten sich im Prinzip verschiedene Wege an:
    - Integration der Umlagen in die Leistungspreise für die Netznutzung.
    - Umlage-Finanzierung durch einen proportionalen Zuschlag auf den Großhandelsstrompreis, wodurch die Höhe der Umlagen zeitlich dynamisiert würde, analog der Mehrwertsteuer. Das BMWi scheint dieses Modell im Impulspapier „Strom 2030“ zu präferieren.
    - Finanzierung der Umlagen außerhalb des Strommarkts, z. B. über eine CO_2-Abgabe, einen Zuschlag der bereits vorhandenen Energiesteuer auf fossile Energien oder einer dynamischen Straßenverkehrsabgabe zur Vermeidung von Verkehrsstaus (Stauabgabe).

[21] SLP – Standardlastprofil, rLM – registrierte Leistungsmessung.

[22] Beim Übergang von der SLP- zur rLM-Abrechnung ändert sich bei den meisten Letztverbrauchern die jährliche Gesamthöhe der Netzentgelte. Dies legt nahe, die damit verbundenen individuellen Verteilungswirkungen zu analysieren.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

241. Darüber hinaus steckt das quantitative Sektorkopplungs-Monitoring momentan noch in den Kinderschuhen. Die Expertenkommission empfiehlt folgende Indikatoren zum ganzheitlichen Monitoring des Fortschritts der Sektorkopplung zu prüfen:

- Die Marktpreise für Sektorkopplungstechnologien (bei Massenmarkt-Produkten) sollten als zeitliche Entwicklung dargestellt werden; nach Elektroautos und Wärmepumpen, künftig auch andere wie Power-to-Heat-Systeme, Batterien und perspektivisch auch Brennstoffzellen-Heizgeräte, Elektrolyseure und andere Power-to-Gas-Systeme. Die Marktpreise können auch als Indikator für Innovationen dienen.
- Als Leistungsindikator dienen die Kapazitäten nach Technologien (installierte Leistung, bei Speichersystemen Einspeise- und Ausspeiseleistungen, Anzahl).
- Als Arbeitsindikator wären die jährlich eingesetzten Strommengen nach Technologien zu erfassen (Zahl der Abrufe, Dauer der Abrufe, abgerufene Energiemenge pro Jahr, bei Speichersystemen auch die ein- und ausgespeisten Energiemengen).
- Als weiterer wichtiger Indikator sollten die aufgrund von Netzengpässen und aufgrund von negativen Marktpreisen abgeregelten EE-Elektrizitätsmengen mit zeitlichen und regionalen Strukturmerkmalen erfasst werden. Werden EE-Anlagen abgeregelt, ist dies ein Hinweis auf ungenügende Anreize zur Sektorkopplung bzw. Flexibilisierung.

242. Für die mittelfristigen Perspektiven der Sektorkopplung sind u. a. die folgenden Fragen zu klären:

- Wie groß ist perspektivisch der Markt für Power-to-Heat und Wärmepumpen, wenn der Wärmemarkt als Folge von Energieeffizienzmaßnahmen deutlich kleiner wird?
- Wie steht Elektrolyse bzw. Power-to-Gas im Verkehrsbereich gegenüber Batteriefahrzeugen – vor dem Hintergrund des „Efficiency First"-Grundsatzes? Inwieweit berechtigt die bessere Speicherbarkeit von Methan den Einsatz von Power-to-Gas?
- Inwiefern bzw. ab wann ist „all electric" eine sinnvolle Option? Dabei ist auch auf die Entwicklungen im europäischen Ausland zu achten: Macht „all electric" in Deutschland Sinn, wenn man im Ausland eine andere Strategie verfolgt?

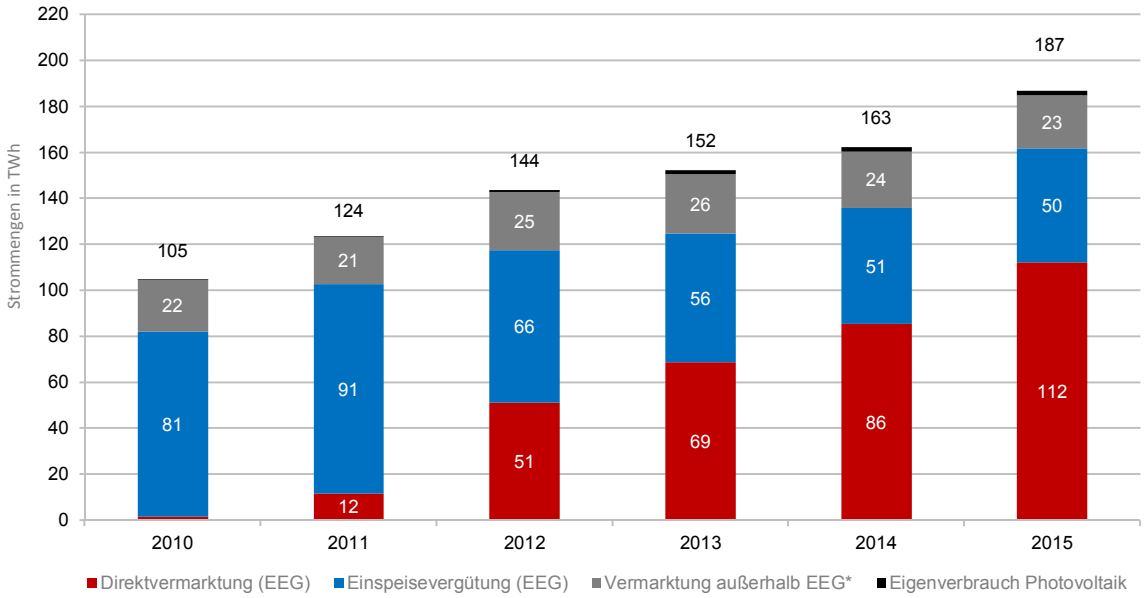
5.5 Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien außerhalb der EEG-Förderung

243. Von der im Jahr 2015 aus erneuerbaren Energien erzeugten Strommenge im Umfang von rund 200 TWh wurden mehr als 80 % im Rahmen des EEG gefördert (vgl. Abbildung 17). Die Strommengen in der EEG-Direktvermarktung konnten in den letzten Jahren sowohl durch finanzielle Anreize als auch Verpflichtungen (zunehmende Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung auf zuletzt 100 kW) deutlich gesteigert werden. Im Jahr 2015 wurden mit 112 TWh rund 70 % der EEG-Strommenge direkt vermarktet, 50 TWh (30 %) wurden über Einspeisevergütungen gefördert.

244. Damit werden derzeit weniger als 15 % des EE-Stroms außerhalb des EEG vermarktet. Davon entfällt mit ca. 23 TWh der Großteil auf die reguläre Vermarktung an der Strombörse. Konkurrenzfähig ist auf diesem Vermarktungsweg aufgrund der niedrigen Börsenstrompreise hauptsächlich Strom aus großen Wasserkraftanlagen (14 TWh). Daneben werden geringere Mengen Strom aus biogenem Abfall (6 TWh) und Biomasse (2 TWh) außerhalb des EEG vermarktet. Der weitaus geringere Teil des EE-Stroms außerhalb des EEG entfällt mit gut 2 TWh auf nicht eingespeisten und selbst genutzten Photovoltaikstrom. Der Vorteil der Eigenversorgung gegenüber dem Netzbezug entsteht durch die Einsparung von Entgelten, Stromsteuer und Umlagen (außer 40 % EEG-Umlage bei Eigenverbrauch bzw. 100 % EEG-Umlage bei Direktversorgung wie bspw. Mieterstrom). Gemessen an den Strommengen, die im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung selbst genutzt werden (ca. 35 bis 40 TWh, Bardt et al., 2014, Horst, 2014), stellt Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom mit gut 2 TWh den wesentlich geringeren

Eigenverbrauchsteil dar. Angaben zur Eigenversorgung mit anderen erneuerbaren Energien liegen derzeit nicht vor. Prinzipiell möglich ist, dass zwei (oder auch mehrere) der oben genannten Vermarktungsformen kombiniert für eine Anlage zum Einsatz kommen. So wird bei neuen Photovoltaik-Dachanlagen regelmäßig ein Teil des Stroms selbst verbraucht, während Überschüsse eingespeist und vergütet oder im Rahmen des Marktprämienmodells direkt vermarktet werden.

Abbildung 17: Entwicklung des Aufkommens von Strom aus erneuerbaren Energien nach Vermarktungsform



* Errechnet als Restgröße aus Gesamterzeugung EE abzüglich EEG-Mengen und PV-Eigenverbrauch

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Netztransparenz (2016), BMWi (2016j) und Schätzung ZSW zu Eigenverbrauch Photovoltaik

245. Ein geringer Teil der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen wird im Rahmen der „sonstigen Direktvermarktung“ abgesetzt (2015: rund 150 GWh, davon 42 GWh Wasserkraft und 95 GWh Windenergie an Land). Im Gegensatz zur Direktvermarktung im Marktprämienmodell gewährt das EEG keine finanzielle Förderung für die sonstige Direktvermarktung. Es ist deshalb nachvollziehbar, dass diese Vermarktungsform bislang kaum in Anspruch genommen wird, da nur der Börsenpreis (und bei entsprechenden Voraussetzungen vermiedene Netznutzungsentgelte) erlöst werden kann. Die „sonstige Direktvermarktung“ ist prinzipiell identisch mit der Vermarktung von EE-Strom außerhalb des EEG. Das Haupthemmnis für eine Inanspruchnahme stellen die niedrigen Börsenstrompreise dar, die nur für Erzeugungseinheiten mit entsprechend geringen Stromgestehungskosten (abgeschriebene, große Wasserkraftanlagen) wirtschaftlich interessant sind.

246. Über die genannten Vermarkungsformen hinaus können theoretisch Zusatzerlöse durch die Bereitstellung von Regelenergie generiert werden. Eine Voraussetzung dafür sind jedoch regelbare Erzeugungseinheiten. Für Biogasanlagen existiert mit der Flexibilitätsprämie ein Anreiz zur lastabhängigen Regelung der Anlagenleistung. Photovoltaikanlagen, die mit einem Speicher gekoppelt sind, können theoretisch am Regelenergiemarkt teilnehmen, wobei die vorliegenden Präqualifikationsbedingungen eingehalten werden müssen. Dazu gehören u. a. Mindestangebotsgrößen im MW-Maßstab, die letztlich ein Pooling von Einzelanlagen erfordern. Für Windenergieanlagen läuft bis Ende 2017 eine Pilotphase zur Erbringung von Minutenreserveleistung. Die im Rahmen der Pilotphase gewonnenen Erkenntnisse sollen in Präqualifikationsbedingungen für Windenergieanlagen einfließen (Regelleistungsplattform, 2015).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

247. Das EEG 2000 gewährte auch Anlagen, die vor dem 01. April 2000 in Betrieb genommen wurden, eine einheitliche Vergütungsdauer von 20 Jahren (plus Inbetriebnahmejahr; Ausnahmen gelten für Wasserkraftanlagen). Mit dem Auslaufen des 20-jährigen Vergütungszeitraums fallen demnach ab Ende 2020 in zunehmendem Maße Anlagen aus der EEG-Vergütung. Sofern keine wirtschaftlichen Anreize zum Weiterbetrieb der Anlagen bestehen, werden die Anlagen aller Voraussicht nach stillgelegt. Dadurch, dass v. a. in der Photovoltaik und Biomasse zunächst Jahrgänge mit hohen Vergütungssätzen aus dem EEG fallen, wird sich ein dämpfender Effekt auf die EEG-Umlage ergeben. Ein etwaiger Weiterbetrieb der Anlagen dürfte jedoch in vielen Fällen zu deutlich geringeren als den ursprünglichen Förderkosten möglich sein. Es gilt deshalb abzuwägen, ob entsprechende Rahmenbedingungen für einen Weiterbetrieb der Anlagen geschaffen werden, oder ob die Stilllegung der Anlagen in Kauf genommen wird.

248. Nach derzeitiger Rechtslage bleibt grundsätzlich auch nach dem Auslaufen des EEG-Vergütungszeitraums der Anspruch auf Netzanbindung und vorrangige Abnahme des Stroms aus der EEG-Anlage bestehen (Clearingstelle EEG, 2016) ebenso wie die Möglichkeit zum Verkauf des Stroms an Dritte oder an der Strombörse grundsätzlich gegeben ist. Darüber hinaus bestehen Erlösmöglichkeiten durch den Selbstverbrauch des Stroms. Weiterhin besteht – wie bei der sonstigen Vermarktung – ggf. ein Anspruch auf die Zahlung vermiedener Netznutzungsentgelte (wobei geplant ist, die Berechnungsbasis ab 2018 sukzessive abzusenken).

249. Aus Sicht der Expertenkommission kann der Weiterbetrieb von Altanlagen dazu beitragen, die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor zu erreichen. Zu klären ist deshalb mit Blick auf die Zeit ab Ende 2020, mit welchen voraussichtlichen Kosten und Erlösen ein Weiterbetrieb von EEG-Anlagen einhergeht und ob daraus Anreize oder Hemmnisse für einen Weiterbetrieb resultieren. Darauf aufbauend sollte geprüft werden, mit welchen voraussichtlichen spezifischen Förderkosten ein Weiterbetrieb von EEG-Altanlagen über 2020 hinaus verbunden ist, ob eine Anschlussförderung mit Blick auf die Förderkosten vergleichbarer Neuanlagen im Hinblick auf die EEG-Umlage zu Einsparungen führen kann und ob eine solche Förderung beihilferechtlich möglich ist.

250. Einzelne Unternehmen entwickeln unabhängig von Altanlagen neue Geschäftsmodelle insbesondere für Solarstrom. Kernidee ist es dabei, nicht mehr allein Geräte (Photovoltaikmodule, Batteriespeicher, Wechselrichter) herzustellen und zu vertreiben, sondern mit dem verkauften Solarprodukt eine stärkere Kundenbindung zu erreichen und gleichzeitig das Bild einer Art Solargemeinschaft zu vermitteln. Die Produkte werden mit Bezeichnungen wie „Solar-Community“ oder „Solar-Cloud“ vermarktet und vermitteln die Vision, dass man aus der Community oder Cloud Solarstrom beziehen kann, wann immer die eigene Photovoltaikanlage nicht produziert und der eigene Speicher leer ist. Umgekehrt stellt man anderen Community-Mitgliedern den eigenen Überschuss-Strom zur Verfügung, wenn man ihn selbst nicht braucht. Diese Vision einer vernetzten dezentralen Energieversorgung wird so heute jedoch nicht in die Realität umgesetzt. Aktuell kaufen die anbietenden Unternehmen den fehlenden Strom an der Strombörse zu.

251. Neben dem Strombezug bzw. der Stromabnahme und -speicherung bieten die angebotenen Pakete zusätzliche Serviceleistungen wie Fernwartung und verlängerte Garantiezeiten an und werden von Kunden angenommen, auch wenn die angebotenen Strompreise als vergleichsweise hoch anzusehen sind. Alle genannten Konzepte basieren bislang auf einer Nutzung der EEG-Vergütung und dienen den Unternehmen vorrangig zur Entwicklung und Erprobung neuer Produkte und Dienstleistungen, sind aber ein erster Schritt in eine Welt ohne EEG, da neue Vermarktungskonzepte jenseits der Festvergütung entwickelt werden (Witt, 2016).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

6 Elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur zukunftsfest machen

Das Wichtigste in Kürze

Im Monitoring-Bericht greift die Bundesregierung die Diskussion über die Fortschritte und die Kosten der elektrizitätswirtschaftlichen Infrastruktur auf. Der Investitions- und Ausbaubedarf sowohl der Übertragungs- als auch der Verteilernetze wird festgestellt und als zwingend erforderlich für eine erfolgreiche Energiewende beurteilt. Die Expertenkommission stimmt dieser Einschätzung zu und begrüßt die mit dem Monitoring des Bundesbedarfsplangesetzes zusätzlich geschaffene Transparenz.

Dem Monitoring-Bericht zufolge muss der Netzausbau *„zügig umgesetzt werden"*. Dieser liegt tatsächlich weit hinter den Planungen zurück. Der Expertenkommission zufolge mussten die Fertigstellungs-Prognosen wiederholt revidiert werden. Das im Monitoring-Bericht beschriebene Gesetz zum Erdkabelvorrang dient auch aus Sicht der Expertenkommission langfristig der Beschleunigung des Netzausbaus, doch müssen erst einmal Planungsverfahren neu aufgerollt werden mit der Folge weiterer zeitlicher Verzögerungen.

Die Kosten der Systemdienstleistungen stiegen 2015 sprunghaft auf 1,6 Mrd. Euro und waren maßgeblich auf Eingriffe zur Behebung von Netzengpässen zurückzuführen. Die spezifischen Kosten für die Instrumente zur Behebung dieser Engpässe (wie Redispatch, Einspeisemanagement und abschaltbare Lasten) weichen stark voneinander ab und sollten für die Kostenoptimierung vergleichend gegenübergestellt und auf ihre Systemrelevanz hin überprüft werden.

Es muss über die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik nachgedacht werden. Netzengpässe werden in der jetzigen Netzentgeltsystematik kaum berücksichtigt. Die Einführung räumlich und zeitlich differenzierter Netzentgelte für Einspeiser und Ausspeiser würde treffsicherere Anreize für Stromeinspeisung und -bezug setzen und somit eine administrative Approximation einer Marktlösung für eine nutzungsorientierte Netzbepreisung darstellen. Eine leistungsbasierte Einspeise-Komponente könnte als jährliche Zahlung, abhängig von der maximalen Jahresleistung, gestaltet werden.

Die Ausführungen der Bundesregierung im Bereich der Versorgungssicherheit der Elektrizitätsversorgung im Monitoring-Bericht sind spärlich. Dabei sind das Monitoring und die Ausgestaltung der Versorgungssicherheit innerhalb der europäischen Elektrizitätswirtschaft in den letzten 5 Jahren einer außerordentlichen Dynamik unterworfen. Ein aktuelles Beispiel dafür ist die Diskussion über eine engere länderübergreifende Zusammenarbeit und Koordination der Versorgungssicherheit. Die Expertenkommission begrüßt das Bestreben nach einer engeren regionalen Kooperation zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich.

Verschiedene Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheitssituation in Deutschland in den kommenden Jahren unkritisch scheint. Allerdings trübt sich das Bild bei einer länderübergreifenden Betrachtung der sogenannten PLEF-Region, d. h. Deutschland, Österreich, Frankreich, Benelux und der Schweiz. Insbesondere die angespannte Versorgungssituation in Frankreich kann zu einer kritischen Versorgungslage in der PLEF-Region führen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, sich der daraus drohenden möglichen Konsequenzen für die Versorgungssicherheit in Deutschland anzunehmen.

252. Im folgenden Kapitel geht die Expertenkommission ergänzend zu den Ausführungen der Kapitel 8 und 10 des Monitoring-Berichts auf die dort nur knapp dargestellten Themen Kosten und Verzögerungen des Netzausbaus, Kosten für Systemdienstleistungen und Versorgungssicherheit ein. Zudem wird ein Vorschlag zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik diskutiert. Gerade im Hinblick auf die gerechtere Verteilung der Kosten des Netzausbaus und die stark ansteigenden Netzentgelte besteht an dieser Stelle dringender Handlungsbedarf.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Die Expertenkommission schlägt diesbezüglich eine zusätzliche räumliche und zeitliche Differenzierung der Netzentgelte für Verbraucher und Produzenten vor. Damit werden zeitlich und lokal treffgenaue Anreize für den Elektrizitätsbezug beispielsweise im Rahmen der Sektorkopplung oder für die Beladung von Speichern gefördert.

253. Die Betreiber von Stromverteiler- und -übertragungsnetzen können ihre Kosten für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau der Stromnetze bei der Bundesnetzagentur geltend machen. In der Kostenaufstellung sind auch die kalkulatorischen Eigenkapitalrenditen der Netzbetreiber enthalten, die durch die Anreizregulierungsverordnung (ClearsfARegV) vorgegeben werden. [23] Für 2015 genehmigten die Regulierungsbehörden den Netzbetreibern Erlöse in Höhe von 21,4 Mrd. Euro, wovon 3,5 Mrd. Euro den Übertragungsnetzbetreibern und 17,9 Mrd. Euro den Verteilernetzbetreibern zugesprochen wurde. [24] Die Kosten für den Netzbetrieb sollen nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) verursachergerecht von den Verbrauchern getragen werden. In Kapitel 7.5 wird auf Verteilungswirkungen der aktuellen Netzentgeltsystematik eingegangen.

6.1 Verzögerungen und Kosten des Netzausbaus

254. Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) verankert die mit der Strommarktliberalisierung und dem Ausbau erneuerbarer Energien einhergehende energiewirtschaftliche Notwendigkeit der darin enthaltenen 24 Vorhaben gesetzlich (mittlerweile sind bereits 2 Vorhaben wieder entfallen). Nicht zuletzt aufgrund von Meinungsverschiedenheiten der beteiligten Interessensgruppen entstehen immer wieder Verzögerungen, die in Abbildung 18 verdeutlicht werden. Es sind fünf Kurven zu erkennen. Der „Ursprungspfad“ bildet den im Jahr 2009 vorgesehenen Zeitrahmen ab. Die weiteren Kurven stellen die jährliche Fortschreibung der Zielpfade dar, wobei das Jahr 2016 um ein „Best-Case“-Szenario ergänzt wurde. Ende 2015 wurden tatsächlich 563 km fertiggestellt, über 100 km weniger als im Vorjahr noch prognostiziert und knapp 900 km weniger als ursprünglich vorgesehen. Die neuen Prognosen werden den Berichten des EnLAG-Monitoring-Prozesses (BNetzA, 2016f) entnommen.

255. Die bzgl. der Versorgungssicherheit als vordringlich eingestufte Südwestkuppelleitung (EnLAG-Vorhaben Nr. 4 und Nr. 10) von Thüringen nach Bayern wurde 2015 zwar von Grafenrheinfeld nach Redwitz fertiggestellt. Die Strecke zwischen Redwitz und Lauchstädt befindet sich aber nach wie vor nur im Testbetrieb. Mit einer vollständigen Inbetriebnahme wird nun erst 2017 gerechnet. Dies führt zu einer zusätzlichen Verzögerung von 57 km.

256. Zusätzlich zu den eben genannten Vorhaben des EnLAG wurde mit dem Beschluss zum Kernenergieausstieg in 2011 ein weiterer Netzausbaubedarf festgestellt. Daraufhin wurden 2013 zwei neue Gesetze beschlossen, das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) aus denen sich folgendes Verfahren herauskristallisiert hat.

257. In einem von den Übertragungsnetzbetreibern regelmäßig erstellten Netzentwicklungsplan (NEP) werden geographische Anfangs- und Endpunkte neuer Bauvorhaben vorgeschlagen. Ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit wird nach einer Überprüfung und evtl. Bestätigung der Bundesnetzagentur gesetzlich im Bundesbedarfsplan verankert. Bei länderübergreifenden Projekten wird das sich anschließende mehrstufige Genehmigungsverfahren federführend von der BNetzA übernommen. Gesetzesgrundlage ist das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG). Bei einer Antragskonferenz beginnt die sogenannte Bundesfachplanung, deren Ziel die Festlegung

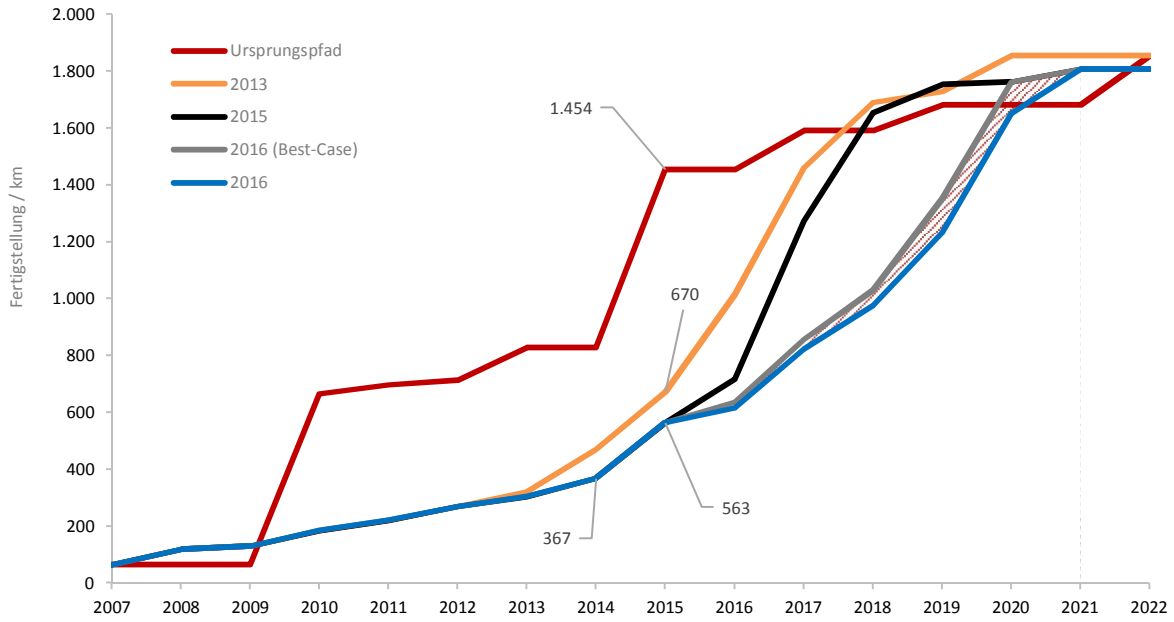
[23] Für die zweite Regulierungsperiode (01.01.2014 bis 31.12.2018) gilt für Neuanlagen ein Eigenkapitalzins von 9,05 % vor Steuern und für Altanlagen ein Eigenkapitalzins von 7,14 % vor Steuern (BNetzA, 2011). In der darauf folgenden 3. Regulierungsperiode werden die Eigenkapitalzinsen auf 6,91 % und 5,12 % abgesenkt (BNetzA, 2016d). Die tatsächlich realisierte Eigenkapitalrendite der Netzbetreiber ist nicht bekannt.

[24] BNetzA (2016g) und eigene Berechnungen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

eines verbindlichen und einen Kilometer breiten Trassenkorridors ist. Länderinterne Projekte dagegen durchlaufen das von den zuständigen Landesbehörden durchzuführende Raumordnungsverfahren. Anschließend wird im Planfeststellungsverfahren der genaue Leitungsverlauf innerhalb des Korridors festgelegt. Ist auch dieses Verfahren abgeschlossen, kann mit dem Bau der Leitung begonnen werden.

Abbildung 18: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2010, 2014, 2015) und BNetzA (2016f)

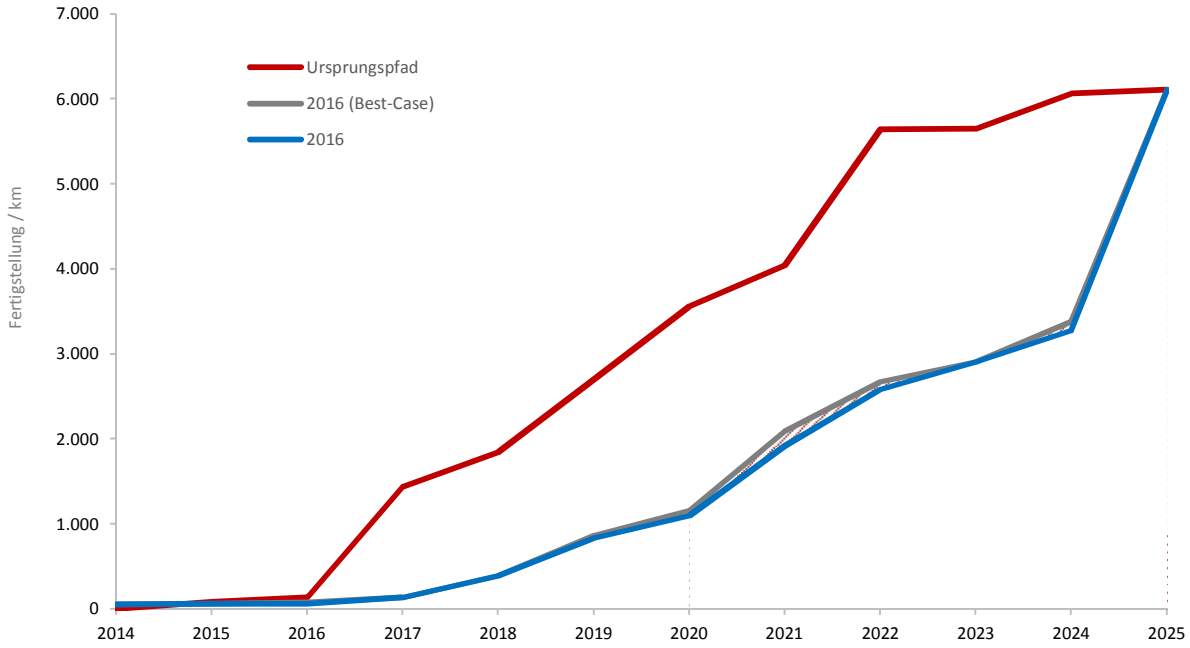
258. Mit dem am 31.12.2015 in Kraft getretenen Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus (EnLBRÄndG) wird u. a. beim Bau von HGÜ-Leitungen (Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen) der Erdkabelvorrang gesetzlich verankert. Laut BNetzA (2016e) ergeben sich daraus Änderungen in der Bundesfachplanung, die einen Neustart der bereits bestehenden Planungen der betroffenen Vorhaben nach sich ziehen. Besonders erwähnenswert sind das Vorhaben Nr. 1 (Westtrasse), die Vorhaben Nr. 3 und Nr. 4 (SuedLink) und das Vorhaben Nr. 5 (SuedOstLink). Diese Großprojekte werden nun voraussichtlich nicht 2022 fertig, wenn das letzte Kernkraftwerk abgeschaltet werden soll, sondern bestenfalls erst 2025. Alle Abweichungen vom Ursprungspfad des BBPlG sind in Abbildung 19 dargestellt. Offizielle Quellen veranschlagen die Mehrkosten mit 3 bis 8 Mrd. Euro (BMWi, 2016d), je nachdem wie der tatsächliche Trassenverlauf ausgestaltet wird. Diese Zahlen enthalten jedoch nicht die durch die Verzögerung entstandenen Mehrkosten der Redispatch-Maßnahmen und der Netzreserve (vgl. Kapitel 6.2). Die Mehrkosten werden über die Netzentgelte auf den Letztverbraucher gewälzt.

259. Um dem Leser eine Orientierung bzgl. der Größenordnung dieser Kosten zu geben, wird eine Vergleichsgröße herangezogen. Renommierte Institute (DLR/IWES/IfnE, 2012, EWI, 2012) schätzen die spezifischen Investitionskosten einer Gasturbine auf 400 Euro pro Kilowatt. Die mit dem Beschluss des Erdkabelvorrangs einhergehenden Mehrkosten reichen also aus, um Gasturbinen mit einer Leistung zwischen 7,5 Gigawatt und 20 Gigawatt zu bauen. Das entspricht in etwa 9 bis 24 % der Spitzenlast in Deutschland. Mit dem gleichen Geldbetrag wäre es möglich PV-Anlagen, mit einer installierten Peakleistung zwischen 2,5 Gigawatt und 8 Gigawatt, bei spezifischen Investitionskosten von 1.200 Euro pro Kilowatt, zu errichten.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

260. Eine weitere interessante Veranschaulichung bietet die Umlegung dieser Mehrkosten auf den gesamten jährlichen Stromverbrauch, den die Expertenkommission auf 500 TWh schätzt (500 Mrd. kWh). Nimmt man nun an, dass die gesamten Kosten innerhalb eines Jahres anfallen und dass sich alle Letztverbraucher gleichermaßen an diesen Mehrkosten beteiligen, so würde dies eine Kostensteigerung zwischen 0,6 ct/kWh und 1,8 ct/kWh nach sich ziehen. Bezogen auf einen Haushalt entspricht dies einer einmaligen Kostensteigerung von rund 5 % im Zeitraum eines Jahres.

Abbildung 19: Ursprungspfad und angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach BBPlG



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von NEP (2012) und BNetzA (2016c)

261. Besonders die jährlichen Aktualisierungen der EnLAG-Pfade lassen erahnen, dass die Prognosen zum Netzausbau jedes Mal aufs Neue verfehlt werden. Auch führende Mitarbeiter der Übertragungsnetzbetreiber haben schon angedeutet, dass die neuen Prognosen zu den Großprojekten im BBPlG sehr optimistisch sind (Bayerischer Rundfunk, 2016). Durch die dargestellten Verzögerungen sowohl im EnLAG als auch im BBPlG ist es fraglich, ob der im Atomgesetz verankerte Abschaltpfad der Kernkraftwerke ohne Weiteres eingehalten werden kann. Mit der Reservekraftwerksverordnung steht den Netzbetreibern ein Instrument zur Verfügung, um ein solches Szenario abzuwenden. Insbesondere die geplanten Abschaltungen der Jahre 2021 und 2022 geben mit den Verzögerungen der Vorhaben im BBPlG zu denken. Der Bundesregierung wird empfohlen, diesem Sachverhalt nachzugehen.

262. Auch in den Verteilernetzen besteht Ausbaubedarf. Die Verteilernetzstudie von E-Bridge beziffert die zusätzlich notwendigen Investitionen in die Verteilernetze auf 23 bis 49 Mrd. Euro bis 2032. Die Studie benennt auch Möglichkeiten, um die Kosten des konventionellen Netzausbaus zu reduzieren. Insbesondere werden regelbare Ortsnetztransformatoren und die Spitzenkappung erneuerbarer Anlagen als Planungsgrundsatz genannt (E-Bridge/IAEW/OFFIS, 2014). Die Expertenkommission begrüßt, dass der Vorschlag zur Spitzenkappung bereits Eingang in das Strommarktgesetz vom Juli 2016 gefunden hat.

263. Die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) im September 2016 stellt ebenfalls einen Schritt in die richtige Richtung dar. Der bisher bestehende Fehlanreiz, dass Investitionen möglichst im Basisjahr

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

erfolgen, um die Erlösobergrenzen zu erhöhen, wurde dadurch zum Teil behoben. Jedoch besteht weiterhin die Problematik, dass kapitalintensive Netzmaßnahmen gegenüber OPEX-intensiven Optionen bevorzugt werden. Dies wird zur Folge haben, dass die Modernisierung der Verteilernetze teurer wird als volkswirtschaftlich notwendig. Beim Effizienzvergleich ist zudem die Länge des Netzes weiterhin der wichtigste Strukturparameter. Auch damit wird der konventionelle Netzausbau gegenüber anderen Optionen bevorzugt. Die Expertenkommission empfiehlt daher eine Überprüfung und ggf. Korrektur der gerade verabschiedeten ARegV.

6.2 Kosten für Systemdienstleistungen

264. Die Bundesregierung nimmt die Kostenproblematik durch die Verschärfung der Netzengpässe im Monitoring-Bericht zur Kenntnis. Es wäre allerdings wünschenswert, wenn auch eine Herangehensweise zur Senkung der Kosten erkennbar würde. Aktuelle Entwicklungen lassen erwarten, dass sich die Situation weiter zuspitzen wird. Bis 2019 rechnet die Bundesnetzagentur bundesweit mit einem Rückbau[25] dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten um 0,5 GW – allein in Süddeutschland um 2,4 GW (BNetzA, 2016j). Zusammen mit dem zu erwartenden Ausbau erneuerbarer Energien und den bereits absehbaren Verzögerungen beim Netzausbau werden vermehrt Netzengpässe auftreten, deren Behebung kostenintensiv ist. Die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und TenneT haben bereits mitgeteilt, dass die Netzentgelte zum Januar 2017 um 45 % bei 50Hertz und um 80 % bei TenneT steigen werden (Spiegel online, 2016). Beide Übertragungsnetzbetreiber begründen die Erhöhung mit den stark angestiegenen Redispatchkosten im vergangenen und im laufenden Jahr.

265. Systemdienstleistungen[26] sind ein wichtiger Bestandteil der Kosten des Netzbetriebes. In den Jahren 2011 bis 2014 blieben diese nahezu konstant und lagen bei jährlich etwa 1,1 Mrd. Euro (BNetzA/BKartA, 2015). Steigende Kostenpositionen beim Redispatch und Einspeisemanagement sowie für die Vorhaltung und den Einsatz von Reservekraftwerken und abschaltbare Lasten konnten durch eine Reduktion bei den Kostenpositionen für Sekundärregelleistung und Verlustenergie ausgeglichen werden. In 2015 stiegen die Kosten für die Systemdienstleistungen jedoch sprunghaft auf 1,6 Mrd. Euro. Dieser Anstieg ist maßgeblich auf Eingriffe zur Behebung von Netzengpässen zurückzuführen, auf die im Folgenden eingegangen werden soll (BNetzA/BKartA, 2016).

266. Die Redispatchkosten haben sich nach ersten Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2015 mehr als verdoppelt und liegen bei etwa 402,5 Mio. Euro. Im Vorjahr betrugen die Kosten noch 185,4 Mio. Euro. Die Eingriffshäufigkeit hat sich im Vergleich zum Vorjahr nahezu verdoppelt und die Redispatchvolumina mehr als verdreifacht. Betrug die Gesamtmenge 2014 noch 5.197 GWh, so lag sie im Jahr 2015 bereits bei 16.000 GWh[27] (BNetzA, 2016a). Die spezifischen Kosten für Redispatchmaßnahmen liegen demnach durchschnittlich bei etwa 25 Euro/MWh, wobei die Kosten für positiven Redispatch (Einspeiseerhöhungen) über den Kosten für negativen Redispatch (Einspeisereduzierungen) liegen sollten.

[25] Angegeben wird hier der Nettorückbau, der sich nach derzeitigem Kenntnisstand der BNetzA aus dem geplanten Zu- und Rückbau bis 2019 ergibt (BNetzA, 2016j).

[26] Beinhaltet folgende Komponenten: Entschädigungszahlung, Einspeisemanagement, Vorhaltung der Regelleistung, Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Redispatch, Countertrading, Vorhaltung und Einsatz Reservekraftwerke und Vorhaltung abschaltbare Lasten (BNetzA/BKartA, 2015).

[27] Bei den angegebenen Redispatchvolumina handelt es sich zu gleichen Teilen um Einspeisereduzierungen und -erhöhungen.

267. Der Einsatz von Netzreservekraftwerken[28] erfolgt, wenn die marktbasierten Redispatchmaßnahmen bereits ausgeschöpft sind. An 39 Tagen im Jahr 2015 wurden insgesamt 548 GWh Arbeit über die Netzreserve abgerufen. Die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz haben sich 2015 deutlich erhöht und liegen nach Schätzung der ÜNB und der Bundesnetzagentur bei 168 Mio. Euro (BNetzA, 2016h). Die Vorhaltung und der Einsatz von Reservekraftwerken sind – zumindest auf Grundlage der durchschnittlichen Kosten von 300 Euro/MWh – ein recht teures Instrument zur Behebung von Netzengpasssituationen. Die Kosten für die Netzreserve scheinen allerdings ein vorläufiges Maximum erreicht zu haben. Für den Winter 2015/2016 wurden Reservekraftwerke mit einer Leistung von 7,5 GW in Deutschland und im europäischen Ausland kontrahiert. Durch die Fertigstellung von Netzausbaumaßnahmen im laufenden Jahr rechnen die Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2016/2017 mit einem sinkenden Bedarf an Reservekapazitäten von 5,4 GW (BNetzA, 2016h). Nach Berechnungen der ÜNB führt die ab 2018 geplante Einführung einer Engpassbewirtschaftung entlang der deutsch-österreichischen Grenze zu einer weiteren signifikanten Bedarfsreduktion bei der Netzreserve (auf 1,9 GW) und beim negativen Redispatch, nicht jedoch beim positiven Redispatch (BNetzA, 2016h). Die ENTSO-E[29] analysiert derzeit in der Bidding Zone Study den Einfluss alternativer Gebotszonenkonfigurationen auf die Redispatchmaßnahmen. Die Ergebnisse der Untersuchung und abgeleitete Handlungsempfehlungen werden für Anfang 2017 erwartet.

268. Auch bei den Kosten für das Einspeisemanagement ist ein starker Anstieg im Jahr 2015 zu verzeichnen. Nach Ausschöpfung aller Möglichkeiten zur Abregelung konventioneller Erzeuger, dürfen die Netzbetreiber auch die Stromeinspeisung von EEG- und KWK-Anlagen anpassen. Die Anlagenbetreiber haben allerdings Anspruch auf Entschädigung. Nach Schätzungen der BNetzA betragen die Entschädigungsansprüche 478 Mio. Euro im Jahr 2015. Im Jahr zuvor waren es noch 183 Mio. Euro. Die abgeregelte Energiemenge hat sich 2015 im Vergleich zu 2014 fast verdreifacht. Abbildung 20 illustriert die Dynamik (BNetzA, 2016a). Die spezifischen Kosten des Einspeisemanagements liegen auf Grundlage der genannten Zahlen bei rund 100 Euro/MWh. Sie sind damit vier mal so hoch wie die spezifischen Kosten des Redispatch. Mit zunehmendem Anteil sind die Abregelungen von EEG-Anlagen auf Engpässe im Übertragungsnetz zurückzuführen. Im Jahr 2014 waren 58 % und im Jahr 2015 schon 89 % der Ursachen im Übertragungsnetz zu finden (BNetzA/BKartA, 2015, 2016). Durch die Verzögerungen beim Übertragungsnetzausbau (vgl. Kapitel 6.1) kann davon ausgegangen werden, dass die Abregelungen weiter zunehmen. Der Einschätzung der Bundesregierung in Kapitel 10.1 des Monitoring-Berichts, dass durch die Festlegung von Netzausbaugebieten im EEG 2017 das Übertragungsnetz entlastet und Netzengpässe begrenzt werden sollen, kann nicht gänzlich gefolgt werden. Die Begrenzung des künftigen Zubaus[30] dürfte die Kostendynamik allenfalls bremsen. Aus Systemsicht wäre eine auslastungsabhängige Bepreisung der Netznutzung der beste Ansatzpunkt zur Adressierung von Netzengpässen (vgl. Kapitel 6.3).

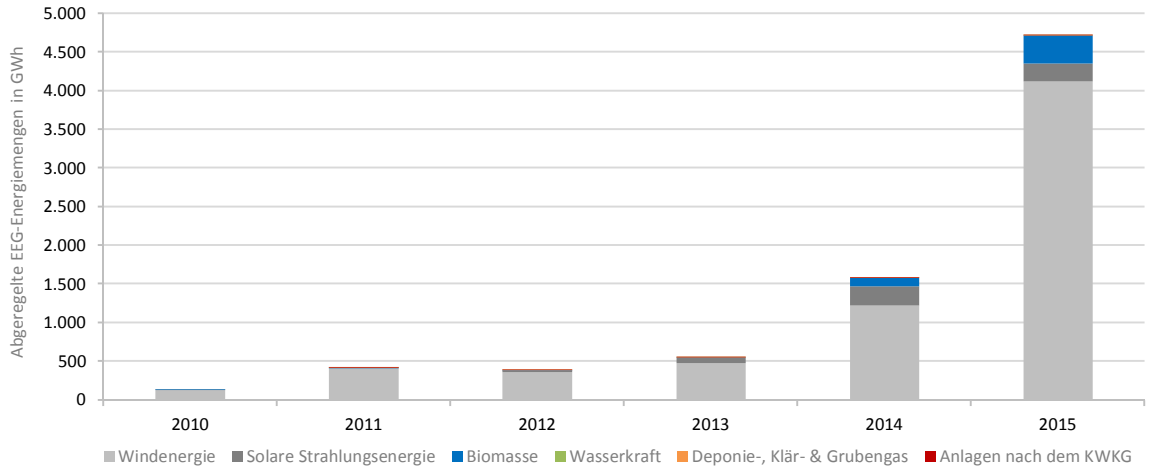
[28] Gemäß der Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung – NetzResV).

[29] European Network of Transmission System Operators for Electricity.

[30] Nach § 36c (4) EEG 2017 soll die Obergrenze für die jährlich zu installierende Leistung in einem Netzausbaugebiet bei 58 % der installierten Leistung liegen, die im Jahresdurchschnitt in den Jahren 2013 bis 2015 in diesem Gebiet in Betrieb genommen worden ist.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 20: Abregelungen erneuerbarer Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2016a) und BNetzA (2015b)

269. Die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz abschaltbarer Lasten[31] betrugen im Einführungsjahr 2013 bereits 10,8 Mio. Euro und erhöhten sich 2014 auf 26,0 Mio. Euro. Im Jahr 2015 fielen Kosten in Höhe von 30,9 Mio. Euro an[32]. Obwohl bereits seit 2013 abschaltbare Lasten vorgehalten werden, wurden erstmals 2014 an zwei Tagen insgesamt 494 MWh und 2015 an 16 Tagen insgesamt 6.536 MWh eingesetzt. 2015 scheint jedoch ein Ausnahmejahr zu sein. Im laufenden Jahr 2016 wurden bis Oktober lediglich 420 MWh an zwei Tagen eingesetzt. Bisher ist das Ausschreibungsverfahren für abschaltbare Lasten durch einen festen Leistungspreis und eine einstellige Anzahl an Marktteilnehmern gekennzeichnet. Die hohen Kosten für die Vorhaltung und die geringe Abrufhäufigkeit machen die AbLaV zu einem sehr teuren Konzept für die Systemstabilität. Legt man die gesamten Kosten des Jahres 2015 auf die eingesetzte Energiemenge um, kommt man zu spezifischen Kosten in Höhe von 4.730 Euro/MWh. In anderen Jahren liegen die spezifischen Kosten aufgrund der geringen Abrufhäufigkeit bei über 52.000 Euro/MWh (2014) und 62.000 Euro/MWh (2016, vorläufig). Auf Basis der im Berichtszeitraum erhobenen Fakten zur Eignung und zur Erforderlichkeit der abschaltbaren Lasten kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass sich der Ansatz der AbLaV in der Praxis nicht bewährt hat (Bundestag, 2015). Die Bundesnetzagentur empfiehlt daher ausdrücklich, die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten auslaufen zu lassen und nicht zu verlängern. Umso problematischer ist die Tatsache, dass die Verordnung erneut verlängert worden ist. Nach den neuen Regelungen, die ab Januar 2017 gelten, werden die Leistungspreise nicht mehr vorgegeben und die Ausschreibungen für kleinere Lasten geöffnet. Es ist jedoch fraglich, ob die Änderungen ausreichend sind, um durch genügend Marktteilnehmer eine wettbewerbliche Preisbildung zu erreichen. Die Expertenkommission empfiehlt eine frühzeitige Evaluierung der Novelle, um unnötige Kosten zu vermeiden.

270. Die spezifischen Kosten für die verschiedenen Instrumente zur Behebung von Netzengpässen scheinen teils erheblich voneinander abzuweichen. Im Interesse einer effizienten Stromnetzbewirtschaftung empfiehlt die Expertenkommission, in den künftigen Monitoring-Berichten eine vergleichende Gegenüberstellung der spezifischen Kosten[33] der einzelnen Instrumente und zudem deren Systemrelevanz zu prüfen.

[31] Gemäß der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV).

[32] Eigene Berechnung auf Grundlage der Veröffentlichungen der Ausschreibungsergebnisse und Abrufwerte von www.REGELLEISTUNG.NET.

[33] Separat ausgewiesen für die kontrahierte Leistung und die eingesetzte Arbeit.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

6.3 Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

271. Die Kosten für den Netzausbau und -betrieb werden in den nächsten Jahren voraussichtlich weiter ansteigen. Um die Situation von Haushalten und Industriekunden nicht noch weiter zu verschlechtern, muss über die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik nachgedacht werden. Dabei sind die Leitfragen des BMWi (2016h) eine Orientierung:

- Wie kann die Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden, um die Kosten für Bau und Betrieb der Netze fair und transparent unter den Netznutzern zu verteilen?
- Welche Rolle spielt die Kosteneffizienz des gesamten Energiesystems bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik? Welche Wechselwirkungen bestehen zwischen der Finanzierung der Netze und der Sektorkopplung?
- Wie können energiewirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätspotenziale von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern optimal gehoben werden? Was bedeutet das für die weitere Entwicklung der Netzentgelte? Wie können Anreize für einen stabilen Betrieb der Stromnetze gesetzt werden und anhand welcher Kriterien sind Maßnahmen zur Flexibilisierung von Last und Erzeugung aus Netzsicht sinnvoll zu bewerten?

272. Aufgrund der Engpässe im Stromnetz stellt die Nutzung des Netzes einen negativen externen Effekt dar. Ein solcher externer Effekt wird reguliert, indem die externen Kosten eingepreist werden. Das heißt, die Netznutzungsentgelte der Marktteilnehmer sollten die Kosten, die die eigene Netznutzung bei anderen Marktteilnehmern verursachen, enthalten. Effiziente Entgelte sollten daher auslastungsabhängig gestaltet sein. Die Auslastung des Stromnetzes wird dabei bestimmt durch die Einspeisung einerseits und durch die Elektrizitätsentnahme andererseits. Die Auslastung des Netzes ist dabei starken zeitlichen und räumlichen Schwankungen ausgesetzt. So ist die Netzauslastung zu Spitzenlast-Zeiten und in Regionen mit stark begrenzten Netzkapazitäten besonders hoch. Diese räumlich und zeitlich unterschiedliche Netzbelastung wird in der jetztigen Netzentgeltsystematik nicht ausreichend berücksichtigt. In die Investitions- und Produktionsentscheidungen der Erzeuger fließt die Auslastung des Netzes daher nicht mit ein.

273. Aus diesem Grund muss eine Reform der Netzentgeltsystematik diskutiert werden. Ein aktueller Gesetzesentwurf zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur beinhaltet die Einführung einheitlicher Übertragungsnetzentgelte. Da die Kosten des Übertragungsnetzes nur einen geringen Anteil an den Netzentgelten der Letztverbraucher in der Niederspannung ausmachen, wäre die Wirkung für Haushaltskunden jedoch gering (vgl. Kapitel 7.5). Für Industrie- und Gewerbekunden, die in höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, könnte der Effekt allerdings beträchtlich sein (Möst et al., 2015). Dadurch werden allerdings keine Anreize geschaffen, um die Engpässe im Stromnetz zu lösen. Dem genannten Problem der ansteigenden Kosten für Netzausbau und -betrieb kann mit bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelten nicht begegnet werden.

274. Eine auslastungsabhängige Netzbepreisung läßt sich mit der Einführung von Nodal Pricing, Market Splitting oder räumlich und zeitlich differenzierten Netzentgelten umsetzen (Löschel et al., 2013a, 2013b). Im Nodal Pricing bildet sich ein Strompreis unter Berücksichtigung von Angebot, Nachfrage und Engpasssituation an jedem Knotenpunkt des Netzgebietes. Dieser Strompreis berücksichtigt neben den Erzeugungskosten auch die Kosten der Netzauslastung. Er kann dann sowohl die zeitliche als auch räumliche Knappheit widerspiegeln. An Knotenpunkten mit starker Netzauslastung und in Zeiten mit starker Netzauslastung würde der Preis ansteigen. Die Umsetzung des Nodal Pricings bedarf aber einer weitreichenden Umgestaltung des deutschen Strommarktes und scheint daher schwer durchsetzbar. Darüber hinaus bestehen Bedenken hinsichtlich der Wettbewerbsintensität an den einzelnen Knotenpunkten, denn je kleiner diese Gebiete sind desto höher wird die Marktkonzentration sein.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

275. Das Market Splitting unterteilt das Marktgebiet in mehrere Preiszonen, im Gegensatz zum Nodal Pricing wird aber nicht in jedem Netzknoten ein Markt geschaffen, sondern der bestehende Markt nur an den neuralgischen Punkten getrennt. Für Deutschland wäre eine Teilung in Nord- und Südmarkt denkbar. Wie bei dem Nodal Pricing wird auch bei dieser marktlichen Lösung die Angebots-, Nachfrage- und Engpasssituation im Marktpreis der jeweiligen Zone berücksichtigt. Daher werden die Zonenpreise die Auslastung des Netzes abbilden und somit Anreize für Produzenten und Investoren zur Auflösung von Netzengpässen schaffen. Market Splitting und Nodal Pricing schaffen über den Marktmechanismus effiziente Netzentgelte, stellen aber in der Realität schwierig umsetzbare Konzepte dar. Im Weißbuch des BMWi (2015b) wurde sich ausdrücklich für den Erhalt einer einheitlichen Preiszone ausgesprochen. Auch aus Sicht der European Energy Union werden Market Splitting und Nodal Pricing kritisch bewertet.

276. Die Einführung räumlich und zeitlich differenzierter Netzentgelte für Verbraucher und Produzenten könnte ebenso Netzengpässe adressieren und würde eine administrative Approximation einer Marktlösung bei der Netzbepreisung darstellen. Dieser Ansatz würde auch der Transparenz und Praktikabilität der Netzentgeltsystematik dienen, da diese keinen Marktunsicherheiten unterliegen. Die Expertenkommission empfiehlt zur Umsetzung effizienter Netzentgelte daher neben der Weiterentwicklung der bestehenden Arbeitsbepreisung (pro kWh) durch die Ausspeiser auch den Einbezug der Einspeiser. In ähnlicher Weise hat die Monopolkommission (2015) vorgeschlagen, in Regionen mit hoher Netzauslastung Einspeiser mit einem Entgelt für die zusätzliche Leistungsbereitstellung in einem schon stark ausgelasteten Gebiet zu belasten. In Regionen mit niedriger Netzauslastung erhalten dagegen Einspeiser eine Zahlung, wenn sie Leistung bereitstellen, da sie so zur Vermeidung von Netzausbaumaßnamen beitragen. Somit werden zielgerichtet Anreize für Investitionen geschaffen und die Netzausbaunotwendigkeit gesenkt. Bereits zu Beginn der Strommarktliberalisierung hatte beispielsweise der BDEW den Einbezug der Einspeiser vorgeschlagen. Er wurde jedoch durch die EU-Kommission ausgebremst, die relativ früh festgelegt hatte, dass es in Europa nur Ausspeise-Entgelte geben solle. Aus Sicht der EU-Kommission liegt das Problem von Einspeise-Gebühren darin, dass diese auch an den Landesgrenzen für Elektrizitätsimporte erhoben werden müssten.

277. In der Umsetzung einer solchen Einspeise-Komponente können als Bemessungsgrundlage entweder die installierte Leistung in MW oder die produzierte Einheit in MWh herangezogen werden. Im ersten Fall spricht man von einer leistungsbasierten Komponente, im zweiten Fall von einer arbeitsbasierten Komponente. Eine leistungsbasierte Produzenten-Komponente könnte als jährliche Zahlung, abhängig von der maximalen Jahresleistung, gestaltet werden. Die Grenzkosten der Produktion eines Kraftwerks würden nicht belastet werden, es gäbe also keine Produktionseffekte. Da eine leistungsbasierte Komponente aber die Fixkosten eines Kraftwerkes in einigen Regionen ansteigen lässt, ist eine Verschiebung der Investitionen in Regionen mit geringerer leistungsbasierter Produzenten-Komponente zu erwarten. Eine Belastung der installierten Leistung würde auch den Zielvorstellungen des BMWi (2015b) entsprechen, das eine Belastung von MW statt MWh vorschlägt. Ein weiteres Argument für leistungsbasierte Netzentgelte leitet sich aus den obigen Überlegungen zu Externalitäten ab: Die Kosten des Netzbetriebs sind abhängig von der installierten Kraftwerksleistung, daher sollte auch die Leistung bei der Berechnung der Netzentgelte berücksichtigt werden. Bei Erneuerbare-Energien-Anlagen ist ein solcher leistungsbasierter Ansatz aber problematisch. Von der installierten Leistung kann nicht direkt auf die maximal mögliche Jahresproduktionsleistung geschlossen werden, da die Produktionsleistung Erneuerbarer Energien dargebotsabhängig ist. Für diese Anlagen müsste daher eine alternative Bemessungsgrundlage definiert werden.

278. Eine arbeitsbezogene Produzenten-Komponente würde neben Investitionseffekten auch Produktionseffekte bewirken, da eine Belastung pro erzeugter Einheit die Grenzkosten der Produktion verändert. Die zu erwartende Wirkung auf Verlagerungen von Investitionen und den notwendigen Netzausbau sind somit stärker als bei einer leistungsbasierten Komponente. Das Problem einer solchen Belastung jeder erzeugten

Einheit Strom ist, dass die Grenzkosten der Produktion somit auch zu Zeiten belastet werden, in denen keine Belastung erwünscht ist, beispielsweise in Zeiten mit Nachfrage-Peak. Bei Erneuerbare-Energien-Anlagen fallen die Produktionseffekte zudem aufgrund des Einspeisevorrangs und der sehr niedrigen Grenzkosten geringer aus.

279. Eine regionale Produzenten-Komponente wird in Großbritannien als Bestandteil der Netzentgelte erhoben. Diese ist leistungsbasiert, die Bemessungsgrundlage ist die Last, die dem Netz auferlegt wird. Schweden und Norwegen verwenden ebenfalls eine regionale Produzenten-Komponente. Diese ist teilweise arbeits- und teilweise leistungsbasiert. Die Ermittlung der deutschen Produzenten-Komponente könnte sich an dem Vorgehen in Großbritannien orientieren, bei dem zunächst an jedem Knoten oder in den verschiedenen Zonen in Deutschland die Kosten der Netzbelastung berechnet werden. Ausgehend von dieser Belastung wird eine marginale Erhöhung der Nachfrage um ein MW angenommen und die Kosten dieser marginal höheren Netzbelastung bestimmt. Die Differenz aus den Kostenwerten vor und nach Erhöhung der Nachfrage gibt dann die zusätzlichen Kosten bei marginal höherer Nachfrage an.

280. Grimm et al. (2015) simulieren in einem Beispielszenario die Einführung einer regionalen Produzenten-Komponente auf Länderebene in Deutschland. Es wurden nur konventionelle Kraftwerke betrachtet, erneuerbare Energien wurden vernachlässigt. Als Bemessungsgrundlage für die Produzenten-Komponente wurde die maximale Leistung herangezogen. Es handelt sich also um eine leistungsbasierte Produzenten-Komponente, deren Zahlung nur einmal jährlich basierend auf der maximalen Leistung anfällt. Aus den Berechnungen ergibt sich eine positive Produzenten-Komponente für die norddeutschen Bundesländer, insbesondere für Mecklenburg-Vorpommern. Dies ist der hohen Netzbelastung aufgrund der Windeinspeisung bei gleichzeitig geringer Nachfrage geschuldet. In den süddeutschen Bundesländern, wie etwa Baden-Württemberg, wird eine negative Produzenten-Komponente berechnet. Kraftwerksbesitzer in diesen Regionen erhalten eine Entlohnung für die Produktion in einer Region mit geringer Netzauslastung, da bei hoher Nachfrage nur wenig Elektrizität eingespeist wird. Für den Netzausbau bedeutet dies einen notwendigen Ausbau von 13 statt 14 Trassen.

281. Wegen der zeitlichen Variabilität lokaler Netzüberlastungen wäre es zielführend, die regionalen Netzentgelte um eine zeitliche Dimension zu erweitern. Dazu könnte die Leistungspreis-Komponente der Netzentgelte herangezogen werden. Heute berechnen sich die jährlichen Leistungspreise, indem die gemessenen Lasten der drei Viertelstunden mit den höchsten Bezugslasten zugrunde gelegt werden. Man könnte die vorhandene Netzentgeltstruktur relativ einfach dynamisieren, indem die vierteilstündlich gemessenen Leistungswerte mit einem zeitvariablen Faktor zwischen Null und Eins multipliziert werden, um durch eine zeitlich und lokal zusätzliche Nachfrage lokale Netzengpässe aufzuheben. In diesem Fall würde für diese Viertelstunden die gemessene Last mit einem Faktor kleiner als Eins multipliziert. Dadurch würden Verbraucher in den entsprechenden Viertelstunden mehr Elektrizität beziehen können, ohne dass die Leistungspreiskomponente bei den Netzentgelten steigt. Zur Umsetzung dieser zeitlichen Flexibilisierung müssten die regionalen Netzbetreiber die viertelstündlich variierenden Faktoren entsprechend der erwarteten Netzauslastung festlegen und mit einem zeitlichen Vorlauf von einigen Stunden auf ihren Webseiten veröffentlichen. Dies würde zeitlich und lokal zielgenaue Anreize für den Elektrizitätsbezug beispielsweise im Rahmen der Sektorkopplung oder für die Beladung von Speichern fördern (vgl. Kapitel 5.4).

282. Wenn die Netzentgelte um leistungsbasierte Entry-Komponenten erweitert werden, könnte man die skizzierte zeitliche Dynamik auch hier einsetzen. Produktionsspitzen in Viertelstunden mit lokal geringer Netzbelastung würden dann nicht in voller Höhe in die Berechnung der Jahresleistungsentgelte einfließen. Indem der externe Effekt der Netzbelastung auch für die Produzenten in räumlicher und zeitlicher Differenzierung in die Netzentgelte einfließt, werden auch die Erzeuger dazu veranlasst, sich gesamtwirtschaftlich optimal zu verhalten und

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

zu bestimmten Zeiten mehr Elektrizität ins Netz einzuspeisen. Voraussetzung für die Umsetzung zeitflexibler Faktoren sind die Fähigkeit der Netzbetreiber, die Netzbelastung viertelstundengenau zu prognostizieren sowie die Ausstattung aller Netznutzer mit intelligenten Zählern (Smart Meter). Auf dieser Basis könnten Energiedienstleister neue Geschäftsmodelle für die weitgehend automatische Steuerung von geeigneten Elektrizitätsabnehmern und -erzeugern entwickeln.

6.4 Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft

283. Zwar diskutiert die Bundesregierung in Kapitel 8 des fünften Monitoring-Berichts ausführlich den „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) als Indikator für die Netzqualität, die Ausführungen der Bundesregierung zur Versorgungssicherheit der Elektrizitätsversorgung im Monitoring-Bericht sind insgesamt jedoch spärlich. Dabei sind das Monitoring und die Ausgestaltung der Versorgungssicherheit innerhalb der europäischen Elektrizitätswirtschaft in den letzten 5 Jahren einer außerordentlichen Entwicklungs- und Regulierungsdynamik unterworfen. Es gibt nicht nur auf Ebene der Mitgliedsstaaten und der Europäischen Kommission parallele und sich wechselseitig beeinflussende Aktivitäten, sondern auch auf regionaler Ebene im Rahmen des Pentalateralen Energieforums (PLEF) und auf Ebene des Verbands Europäischer Netzbetreiber (ENTSO-E). Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa, das Bestreben nach einem funktionierenden europäischen Energiebinnenmarkt und v. a. die Einführung von Kapazitätsmechanismen in vielen EU-Mitgliedsstaaten führten zur Hinterfragung der derzeitigen Praxis der Mitgliedsstaaten zur Messung und Bewertung der Versorgungssicherheit. Dabei stehen nicht nur Fragen nach einer geeigneten Methodik zur Bewertung der Versorgungssicherheit im Vordergrund, sondern v. a. auch die politische Frage nach einer grenzüberschreitenden Koordination von Versorgungssicherheit und der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen.

284. Besonders auf Ebene der Europäischen Kommission erfährt das Thema Energieversorgungssicherheit geradezu eine Renaissance und war in den vergangenen Jahren Schwerpunkt zahlreicher Initiativen der Kommission. Zu den relevantesten Aktivitäten gehören ein Konsultationsverfahren zu „Kapazitätsmechanismen und Versorgungssicherheit“ (EU-KOM, 2012), die „Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion“ (EU-KOM, 2015c), ein Konsultationsverfahren zur „Risikovorsorge bei der Elektrizitätsversorgung“ (EU-KOM, 2015a) und eine beihilferechtliche Sektoruntersuchung zu „Kapazitätsmechanismen in der Stromwirtschaft“ in Deutschland und 10 weiteren Mitgliedsstaaten (EU-KOM, 2015b). All diese Initiativen kanalisieren sich schließlich in Gesetzgebungsvorschlägen der EU-Kommission, dem sogenannten Energie-„Winterpaket“ vom 30. November 2016.

285. Die Leitgedanken der EU-Kommission zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich lassen sich der „Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion“ (EU-KOM, 2015c) vom Februar 2015 entnehmen. Demnach strebt die Kommission für die Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich die Festlegung einer „für die gesamte EU geltende objektive, faktengestützte Bewertungsmethode“ der Stromversorgungsicherheit an. Ferner sollten nach der Rahmenstrategie nur dann Kapazitätsmechanismen eingeführt werden, wenn sich diese aufgrund umfassender Versorgungssicherheitsanalysen als erforderlich erweisen. Die EU-weit standardisierten Versorgungssicherheitsanalysen sollten wiederum sowohl Effizienz- und DSM-Maßnahmen als auch grenzüberschreitende Stromflüsse in adäquater Weise berücksichtigen. Damit setzt die Rahmenstrategie nicht nur explizit auf die Berücksichtigung von Effizienzmaßnahmen im Sinne des „Efficiency First“-Prinzips (vgl. Kapitel 0), sondern v. a. auch auf eine grenzüberschreitende Analyse und eventuelle Koordination der Versorgungssicherheit. Daneben befürwortet die Rahmenstrategie zunächst eine stärker regionale Herangehensweise, die vor einer EU-weiten Implementierung zunächst notwendige Elemente wie beispielsweise Marktregeln oder bessere Kooperation/Integration der Übertragungsnetzbetreiber auf regionaler Ebene entwickelt und umsetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

286. In der konsultativen Mitteilung, die die Gesetzgebungsinitiative zum europäischen Strommarktdesign begleitet, greift die Kommission die Argumentation der Rahmenstrategie auf und hebt zusätzlich die Rolle von Versorgungszuverlässigkeitsstandards hervor. Versorgungszuverlässigkeitsstandards sollten als objektiver Vergleichsmaßstab dafür dienen, ob Kapazitätsmechanismen überhaupt erforderlich sind, bzw. sollte die Bemessung des Kapazitätsbedarfs an den Standard gekoppelt sein. Ferner sollten Standards von der Bereitschaft der Verbraucher Stromausfälle zu akzeptieren, d. h. aus dem sogenannten „Value of Lost Load“ (VOLL), abgeleitet werden.

287. Eine ähnlich dynamische Entwicklung lässt sich auf Bundesebene beobachten. Die Übertragungsnetzbetreiber wurden mit der Begründung die „(…) Leistungsbilanz ist die wichtigste Größe zur Einschätzung der erzeugungsseitigen Stromversorgungssicherheit“ (Bundestag, 2011) im Zuge der EnWG-Novelle 2011 gemäß § 12 Absatz 4 EnWG verpflichtet, einen jährlichen Bericht über die Leistungsbilanz zu erstellen. In ihren Berichten orientierten sich die Übertragungsnetzbetreiber in Absprache mit dem BWMi an der Methodik der ENTSO-E. Die Leistungsbilanzberichte wurden zunächst für das Monitoring der Versorgungssicherheit gemäß § 51 EnWG herangezogen, jedoch hegte das BMWi bereits im Monitoring-Bericht gemäß § 51 EnWG vom Juli 2014 erste Zweifel an der Leistungsbilanzmethodik: „Die bisherige Vorgehensweise, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit auf Basis von Leistungsbilanzen zu bewerten, erscheint überarbeitungsbedürftig, da sich die europäischen Elektrizitätsversorgungssysteme über den Strombinnenmarkt zunehmend integrieren und die Bedeutung dargebotsabhängiger und damit nur stochastisch verfügbarer Erzeugung perspektivisch wächst.“ Diese Einschätzung wurde von der Bundesregierung im Grünbuch bestärkt und im Weißbuch mit Vorschlägen für Maßnahmen konkretisiert.

288. Schließlich wurde mit dem am 30. Juli 2016 in Kraft getretenen Strommarktgesetz ein umfassendes Monitoring der Versorgungssicherheit gemäß § 51 EnWG gesetzlich geregelt. Die bisherige Pflicht der ÜNB nach § 12 Absatz 4 EnWG zur Erstellung jährlicher Leistungsbilanzen entfällt, jedoch sind die ÜNB nach § 12 Absatz 5 dazu aufgefordert, auf Verlangen des BMWi „Informationen und Analysen“ für das Monitoring nach § 51 EnWG zu liefern und die ÜNB sind in das Monitoring nach § 51 Absatz 4 EnWG in allen „wesentlichen Verfahrensschritten einbezogen“. Darüber hinaus legt der Gesetzgeber fest, dass das Monitoring auf wahrscheinlichkeitsbasierten Analysen mit geeigneten „Indikatoren“ und „Schwellenwerten“ beruhen soll, die zur „Messung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes geeignet sind“.

289. In diesem Kontext weist die Expertenkommission auf die Unklarheiten und fehlenden Berechnungsvorschriften hin, die im Zusammenhang mit den früheren Leistungsbilanzberechnungen („Stromlückendiskussion“) bestanden (EWK, 2014a). Sie empfiehlt der Bundesregierung hier klare und transparente Berechnungsvorschriften festzulegen und den Festlegungsprozess zur Steigerung der Akzeptanz durch konsultative Prozesse zu begleiten (EWK, 2014a). Darüber hinaus sollte die Bundesregierung erwägen, die Versorgungssicherheitsberechnungen und v. a. die Datengrundlagen in ähnlicher Weise fachkundigen Dritten zur Verfügung zu stellen, wie dies im Netzentwicklungsplan nach EnWG 12f geregelt ist.

290. Auch lässt der Gesetzgeber eine genauere Präzisierung der Schwellenwerte offen, legt jedoch fest, dass „bei deren Überschreiten oder Unterschreiten eine Prüfung und bei Bedarf eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt“. Schließlich wird auch gesetzlich am Ziel festgehalten, dass das Monitoring stärker mit Deutschlands „elektrischen Nachbarstaaten“, d. h. Anrainerstaaten sowie Norwegen und Schweden, abzustimmen ist. Das BMWi ist gesetzlich aufgefordert auf „eine gemeinsame Methodik und ein gemeinsames Verständnis zur Messung und Bewertung der Versorgungssicherheit […] sowie auf einen gemeinsamen Versorgungssicherheitsbericht“ mit den genannten Ländern hinzuwirken.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

291. Die Ausführungen verdeutlichen die ausgesprochene Dynamik der letzten Jahre im Bereich der Stromversorgungssicherheit auf nationaler und europäischer Ebene. Dabei ist zudem eine gewisse Konvergenz der politischen Argumentation zu erkennen. So entsprechen die Änderungen des Strommarktgesetzes in erster Näherung weitestgehend den Zielen der Energieunion bzw. der damit zusammenhängenden Gesetzgebungsinitiativen zum EU-Strommarktdesign. Das zeigt sich v. a. in der im Strommarktgesetz angestrebten Abstimmung mit den elektrischen Nachbarstaaten und der Festlegung von Schwellenwerten bzw. Versorgungszuverlässigkeitsstandards. Zwar fehlt es noch an der Konkretisierung der „Schwellenwerte" im Strommarktgesetz, jedoch entspricht es dem EU-Wunsch nach Versorgungszuverlässigkeitsstandards. Allerdings weist die Expertenkommission in diesem Zusammenhang darauf hin, dass solche Standards ohne eine explizite Kopplung an weitergehende gesetzliche Regelungen nur informatorischer Natur sind. So zeigt die Sektoruntersuchung zu Kapazitätsmechanismen der EU beispielsweise, dass es kaum Anzeichen dafür gibt, „dass Mitgliedstaaten, die über einen Kapazitätsmechanismus verfügen, ihren Kapazitätsbedarf richtig mit dem in ihrem Zuverlässigkeitsstandard vorgesehenen Maß an Zuverlässigkeit in Zusammenhang setzen" (EU-KOM, 2016d). Auch im Strommarktgesetz fehlt der direkte Zusammenhang von Schwellenwerten nach § 51 EnWG und der Dimensionierung der Kapazitätsreserve nach § 13 EnWG. Zwar legt der Gesetzgeber fest, dass bei Überschreiten oder Unterschreiten der Schwellenwerte „eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt", verweist jedoch in der Begründung darauf, dass es vom Einzelfall abhängig sei, ob und in welchem Umfang Maßnahmen zu ergreifen seien und deshalb von einer gesetzlichen Vorgabe abgesehen werde. Aus Sicht der Expertenkommission sollte hier perspektivisch eine stärkere Verzahnung der Schwellenwerte mit der Dimensionierung der Kapazitätsreserve(n) erfolgen. Weiterhin empfiehlt die Expertenkommission bei der Ermittlung des angestrebten Versorgungszuverlässigkeitsstandards auf „Value of Lost Load"-basierte Methoden zurückzugreifen.

292. Während die EU-Kommission die methodische Ausgestaltung der standardisierten Versorgungssicherheitsanalysen und deren Indikatorik bisher offen lässt, legt sich die Bundesregierung auf wahrscheinlichkeitsbasierte Analysemethoden fest. In ihrer Argumentation stützt sich die Bundesregierung dabei insbesondere auf die Analysen des Pentalateralen Energieforums[34], welches im Jahr 2015 erstmals einen gemeinsamen Versorgungssicherheitsbericht für die Region Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich und die Schweiz veröffentlichte (PLEF, 2015). Der PLEF-Bericht analysiert dabei explizit eine grenzüberschreitende – nach Maßgabe der Austauschkapazitäten – Gewährleistung der Versorgungssicherheit mittels wahrscheinlichkeitsbasierter Simulationsrechnungen (vgl. Tabelle 9). Neben dem PLEF-Bericht fußte die Argumentation der Bundesregierung auch auf einem vom BWMi in Auftrag gegebenen Gutachten für ein länderübergreifendes Monitoring der Versorgungssicherheit (Consentec/r2b, 2015). Auch in dieser Studie wird die Versorgungssicherheit grenzüberschreitend und mit Hilfe wahrscheinlichkeitsbasierter Simulationsrechnungen analysiert (vgl. Tabelle 9).

[34] Das Pentalaterale Energieforum besteht aus sechs Vollmitgliedern (Österreich, Belgien, Frankreich Deutschland, Luxemburg und den Niederlanden) und einem Beobachter (Schweiz).

Tabelle 9: Methodenvergleich von Studien zur Versorgungseinheit

	Pentalaterales Energieforum	Consentec/r2b	Mid-term Adequacy Forecast 2016
Methodik	Lineare Optimierung mit Perfect foresight Stromaustausch über NTC Matrix Kraftwerksausfälle über Monte-Carlo Analyse		
Länder	AT, BE, CH, DE, FR, LU, NL + Nachbarn 1. und 2. Ordnung	DE, NO, SE, DK, NL, BE, LU, FR, PL, CZ, AT, CH und IT	ENTSO-E
EE-Zeitreihen	12 Wetterjahre (2000-2011) 3 hydrologische Jahre	3 Wetterjahre (2010-2012)	14 Wetterjahre (2000-2013) 3 hydrologische Jahre
Jahre	Okt. 2020-Sept. 2021 Okt. 2020-Sept. 2021	Kalenderjahre 2015, 2020 und 2025	Kalenderjahr 2020 Kalenderjahr 2025
Indikatoren	LOLE: Loss of Load Expectation LOLP: Loss of Load Probability EENS: Expected Energy Not Served		

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von PLEF (2015), Consentec/r2b (2015) und MAF (2016)

293. Auf Ebene der ENTSO-E regte die von der Europäischen Kommission eingesetzte „Electricity Coordination Group (ECG)“[35] eine Überarbeitung und Harmonisierung der ENTSO-E-Methodik zur Bewertung der Versorgungssicherheit (Generation Adequacy) an. Auf diese Anregung hin entwickelte die ENTSO-E eine „Target Methodology for Adequacy Assessment“. Diese „Zielmethodik“ umfasst u. a. eine Anpassung der bisherigen ENTSO-E-Vorgehensweise hin zu einer Methodik, die neben der nationalen Perspektive auch grenzüberschreitende Betrachtungsweisen einschließt und auf wahrscheinlichkeitsbasierten Methoden beruht (ENTSO-E, 2014). Auf Basis dieses methodischen Ansatzes wurde im Juli 2016 erstmals eine Paneuropäische Untersuchung zur Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft, die Mid-term Adequacy Forecast (MAF), vorgelegt. Die MAF löst dabei die bisherige Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) ab und basiert auf einer wahrscheinlichkeitsbasierten und grenzüberschreitenden Analyse der Versorgungssicherheit in der ENTSO-E Region (vgl. Tabelle 9).

294. Auch bei den methodischen Herangehensweisen zur Bewertung der Versorgungssicherheit ist somit eine Konvergenz zu beobachten. So sind die Analysemethoden und die Indikatorik der PLEF-Studie, des Consentec/r2b-Berichts und der Mid-term Adequacy Forecasts (MAF) der ENTSO-E sehr ähnlich (vgl. Tabelle 9). Alle genannten Untersuchungen nutzen lang etablierte probabilistische Indikatoren zur Versorgungssicherheit (Billinton and Allan, 1984 und vgl. Box 2): Loss of Load Probability (LOLP), Loss of Load Expectation (LOLE) und Expected Energy Not Served (EENS).

[35] Die Electricity Coordination Group (ECG) ist eine von der Europäische Kommission (Beschluss: C(2012) 8141) eingesetzte Expertengruppe bestehend aus Vertretern der Europäischen Kommission, den EU-Mitgliedstaaten und deren nationalen Regulierungsbehörden, ENTSO-E und ACER.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Box 2: Indikatoren der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft

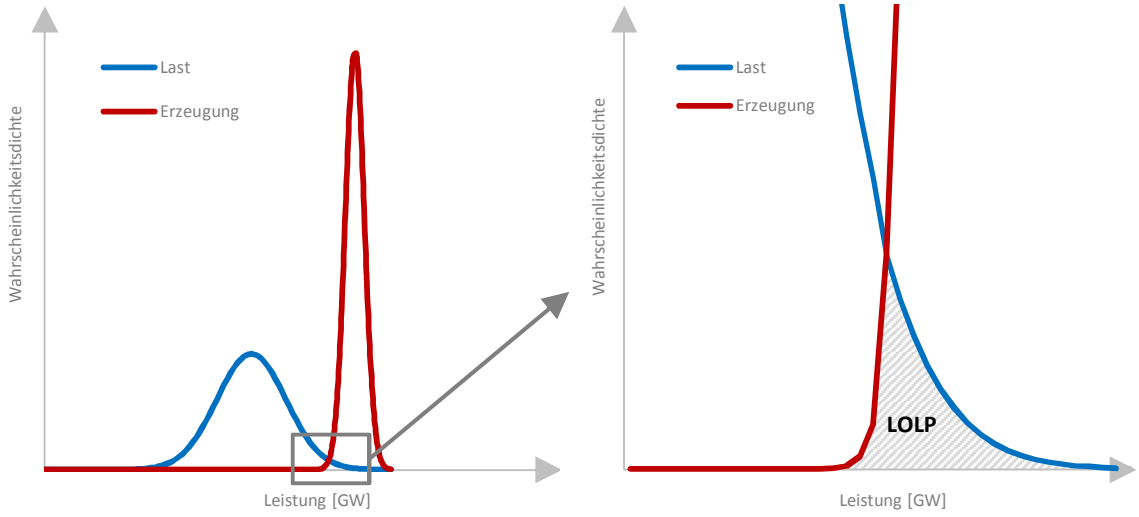
Wesentlicher Ausgangspunkt für wahrscheinlichkeitsbasierte Analysen der Versorgungssicherheit sind probabilistische Last- und Erzeugungsmodelle (vgl. Abbildung 21).

Die Loss of Load Probability (LOLP) bezeichnet die Defizit- oder Lastunterdeckungswahrscheinlichkeit für einen Zeitpunkt, also die Wahrscheinlichkeit, dass die Nachfragelast die Leistung aller Kraftwerke abzüglich der geplanten und ungeplanten Ausfälle übersteigt (vgl. Abbildung 21).

Die Loss of Load Expectation (LOLE) lässt sich anhand der über das Jahr gemittelten Unterdeckungswahrscheinlichkeit (LOLP) berechnen und beschreibt somit Erwartungswert bzw. durchschnittlich erwartete Dauer von Situationen mit Unterdeckung. Üblicherweise erfolgt die Darstellung des LOLE in Stunden pro Jahr. Bei der Interpretation ist zu beachten, dass es sich um keine Wahrscheinlichkeit, sondern einen auf einen Zeitraum bezogenen Erwartungs- bzw. Durchschnittwert handelt.

Da sowohl LOLP als auch LOLE keine Auskunft über den Umfang der Lastunterdeckung – gemessen in Kapazität bzw. elektrischer Energie – geben, wird sinnvollerweise zusätzlich der Indikator Expected Energy Not Served (EENS) berechnet. Dieser beschreibt die Volumen der nicht gedeckten Last in Energieeinheiten pro Jahr. Auch hier ist zu beachten, dass es sich um einen Erwartungswert handelt.

Abbildung 21: Schematische Darstellung der „Loss of Load Probability“ (LOLP)



Quelle: Eigene Darstellung

295. Weiterhin greifen die Analysen auf Elektrizitätsmarktmodelle zurück, die unter Annahme eines perfekten Marktes im Rahmen deterministischer Optimierung stundenscharfe Kraftwerkseinsätze simulieren. Von zentraler Bedeutung ist hierbei die Annahme eines perfekten Marktes, die kein strategisches Verhalten (z. B. Ausübung von Marktmacht) und eine „perfekte Vorausschau“ impliziert. Insbesondere die Annahme einer perfekten Vorausschau ist im Kontext von Versorgungssicherheitsanalysen von erheblicher Ergebnisrelevanz. Im Rahmen der Optimierung bedeutet eine perfekte Vorausschau, dass die Erzeugung aus erneuerbaren Energien, die Lastsituation, ungeplante Kraftwerksausfälle usw. über den gesamten Optimierungshorizont bekannt sind. Je nach Modell umfasst der Optimierungshorizont und damit der perfekte „Wissenshorizont“ eine Woche (PLEF, MAF) bzw. ein gesamtes Jahr (Consentec/r2b). Dieser Umstand ist für den optimalen Einsatz von Speicherkraftwerken

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

(Pumpspeicher und Speicherseen) besonders relevant. Unter perfekter Voraussicht entstehen entsprechend keine Versorgungssicherheitsrisiken durch „falsche“ Speicherbewirtschaftung.

296. Der Stromaustausch erfolgt in den Marktmodellen nach Maßgabe von Nettoübertragungskapazitäten bzw. der sogenannten NTCs (Net Transfer Capacities) zwischen den Ländern. Eine technische Lastfluss- bzw. Netzsimulation findet nicht statt und somit werden u. U. Austauschfahrpläne simuliert, die unter netztechnischen Bedingungen nicht realisierbar sind.

297. Ungeplante Kraftwerksausfälle[36] werden numerisch mittels Monte-Carlo-Verfahren simuliert und bilden damit den eigentlichen, wahrscheinlichkeitsbasierten Kern der erzeugungsseitigen Analysen. Die probabilistische Natur der Last und der EE-Erzeugung bzw. der Residuallast wird über historische Wetterjahre, die die wetterbedingten Schwankungen der Last und der EE-Erzeugung abbilden, berücksichtigt. Diese Vorgehensweise extrapoliert die in der Vergangenheit beobachteten Zusammenhänge zwischen Last und EE-Erzeugung, also implizit eine gemeinsame Wahrscheinlichkeit von Nachfrage und verfügbarer EE-Erzeugung, in die Zukunft. Damit werden hohe Anforderungen an die Eingangsdaten gestellt, um robuste Ergebnisse zu generieren. Auf Basis von Länderfallstudien zeigen Milligan et al. (2016) und Hasche et al. (2010) beispielsweise, dass Zeitreihen von mindestens 8 bis 9 Jahren benötigt werden, um statistisch robuste Ergebnisse zu liefern. Zachary et al. (2014) kommen für Großbritannien sogar zur Schlussfolgerung, dass selbst eine Zeitreihe von Wind und Last von 25 Jahren nicht ausreiche, um eine gemeinsame Wahrscheinlichkeit von Last und Windenergieerzeugung zu bestimmen. Vor diesem Hintergrund ist aus Sicht der Expertenkommission v. a. die Robustheit des Consentec/r2b-Gutachtens, welches nur 3 Wetterjahre zugrunde legt, zu hinterfragen.

298. Ein exakter Vergleich der Studienergebnisse erweist sich als äußerst schwierig, da den Studien unterschiedliche Annahmen zu wesentlichen Input-Parametern bzw. auch unterschiedliche methodische Annahmen zugrunde liegen, die hier nicht im Einzelnen erörtert werden können. Hierzu gehört insbesondere der Einsatz der Regelenergie und der strategischen Reserve(n). Dies sollte bei einer vergleichenden Analyse der dargestellten Ergebnisse in Tabelle 10 beachtet werden. Die Analysen stimmen darin überein, dass aus deutscher Sicht in den Jahren 2015 und 2020 mit keinen Versorgungsengpässen zu rechnen ist. Für eine isolierte Betrachtung Deutschlands weist allerdings die PLEF-Analyse für das Jahr 2015 einen LOLE von 1 Stunde aus. Dabei ist zu beachten, dass die Ergebnisse der PLEF-Analyse auch die Regelenergie berücksichtigen. Im Länderverbund scheint die Situation für Deutschland allerdings studienübergreifend unkritisch zu sein. Vergleicht man weiterhin die isolierte Berechnungsvariante mit der Verbundvariante, dann fällt auf, dass Frankreich, Belgien, Luxemburg und die Schweiz auf Stromimporte angewiesen sind. Die Ergebnisse für Luxemburg sind eher hypothetischer Natur, da die meisten Erzeugungskapazitäten in Luxemburg (z. B. Pumpspeicherwerk Vianden) den Übertragungsnetzen der Nachbarländer zugeordnet werden (PLEF, 2015). Die Schweiz hat seit langem einen gewissen Umfang von Stromimporten als Alternative und Ergänzung zum Schweizer Kraftwerkspark in ihre Versorgungssicherheitsüberlegungen einbezogen (ElCom, 2016).

[36] Im Rahmen der MAF Analysen wurden zusätzlich stochastische Ausfälle der HGÜ-Leitungen in die Monte-Carlo-Analysen einbezogen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Tabelle 10: Ausgewählte Ergebnisse der PLEF-, Consentec/r2b- und MAF-Studie für die Jahre 2015 und 2020

	LOLE (Stunden) PLEF-Region 2015					
	PLEF-Studie		Consentec/r2b			
	Isoliert	Verbund	Isoliert	Verbund		
Belgien	177	0	-	0		
Frankreich	217	14	-	0		
Österreich	0	0	-	0		
Schweiz	1.251	0	-	0		
Deutschland	1	0	-	0		
Niederlande	0	0	-	0		
Luxemburg	8.760	0	-	0		
PLEF-Region	**-**	**14**	**-**	**-**		
	LOLE (Stunden) PLEF-Region 2020					
	PLEF-Studie		**Consentec**		**MAF**	
	Isoliert	Verbund	Isoliert	Verbund	Isoliert	Verbund
Belgien	308	0	-	0		0-2
Frankreich	151	6	-	0		1-5
Österreich	3	0	-	0		0-0
Schweiz	1.086	0	-	0		0-5
Deutschland	0	0	-	0		0-1
Niederlande	32	0	-	0		0-0
Luxemburg	8.760	0	-	0		-
PLEF-Region	**-**	**6**	**-**	**-**		**-**

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von PLEF (2015), Consentec/r2b (2015) und MAF (2016)

299. Für Belgien und insbesondere Frankreich hingegen ist die Situation so nicht erwünscht/geplant und beide Länder haben bekanntermaßen eine Reihe von Schritten ergriffen, um die knappe Erzeugungssituation zu verbessern. Für Frankreich liegt der LOLE-Wert in einer Verbundbetrachtung für 2015 und 2020 deutlich oberhalb des politisch angestrebten Versorgungssicherungsniveaus von weniger als 3 Stunden. Eine hier nicht dargestellte Variantenrechnung des PLEF-Berichts für die extreme Kältewelle des Jahres 2012 zeigt, dass in einer solchen Situation Frankreich und Belgien auch unter Berücksichtigung von Stromimporten mit extremen Versorgungsengpässen rechnen müssen (z. B. LOLE FR = 144 Stunden im Jahr 2015).

300. Die Expertenkommission begrüßt ausdrücklich das Bestreben nach einer engeren regionalen Kooperation zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich seitens der EU-Kommission, der Bundesregierung und unseren „elektrischen Nachbarn“. Die Vorteile eines Stromverbunds lassen sich den Variantenrechnungen der PLEF-Analysen anschaulich entnehmen (vgl. Tabelle 10). Allerdings sind für ein solches Vorgehen noch eine Reihe politischer und methodischer Fragen zu klären. Die Bundesregierung interpretiert die Analysen aus deutscher Sicht und bewertet die Lage als unkritisch für Deutschland. Begreift man aber Versorgungssicherheit tatsächlich als regionale Aufgabe, dann ist die derzeitige Situation in der PLEF-Region nicht zufriedenstellend. Darüber hinaus sind die politischen und institutionellen Voraussetzungen zu schaffen, um in Extremsituationen die Versorgungssicherheit länderübergreifend zu gewährleisten. Dass derzeitig die einzelnen Länder Versor-

gungssicherheit noch als nationale Aufgabe begreifen, beweist die Einführung von „nationalen“ Kapazitätsmechanismen in vielen Ländern. Schließlich gibt es auch auf wissenschaftlich-methodischer Ebene noch weiteren Forschungsbedarf. Hierzu gehört u. a. die Frage nach der benötigten Länge an Zeitreihen, um der wetterbedingten Stochastik von EE-Erzeugung und Last gerecht zu werden. Auch die Fragen, inwiefern Modelle mit perfekter Voraussicht für diesen Zweck geeignet sind und welche Einflüsse Lastflussberechnungen haben, sind nach Ansicht der Expertenkommission noch nicht zufriedenstellend geklärt.

301. Verschiedene Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheitssituation in Deutschland in den kommenden Jahren unkritisch scheint. Allerdings trübt sich das Bild bei einer länderübergreifenden Betrachtung der sogenannten PLEF-Region, d. h. Deutschland, Österreich, Frankreich, Benelux und der Schweiz. Insbesondere die angespannte Versorgungssituation in Frankreich kann zu einer kritischen Versorgungslage in der PLEF-Region führen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, sich den daraus drohenden möglichen Konsequenzen für die Versorgungssicherheit in Deutschland anzunehmen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

7 Preiswürdigkeit der Energie weiter im Griff behalten

Das Wichtigste in Kürze

Im Monitoring-Bericht befasst sich die Bundesregierung mit Preisentwicklungen verschiedener Energieträger und deren Auswirkungen in den Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie. Die Expertenkommission teilt die Auffassung der Bundesregierung, dass besonders die exogenen Entwicklungen auf den Rohstoffmärkten zu Kostenentlastungen in allen Sektoren geführt haben.

Gemessen am Bruttoinlandsprodukt ist der Anteil der Letztverbraucherausgaben im Verkehr von 2,8 % im Jahr 2014 auf 2,4 % im Jahr 2015 gesunken. Energiewendebedingte Mehrkosten im Verkehrsbereich fallen nach wie vor nicht ins Gewicht. Die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen blieben den Berechnungen der Expertenkommission zufolge im Vergleich zum Vorjahr fast unverändert bei einem relativen Anteil von 3,0 % am BIP. Die aufgrund der internationalen Preisentwicklung zurückgegangenen Brennstoffausgaben wurden hier aber durch einen Anstieg der Ausgaben für Energieeffizienzmaßnahmen kompensiert.

Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP ist von 2,4 % im Jahr 2014 auf 2,3 % im Jahr 2015 leicht gesunken. Auch bei einer absoluten Betrachtung der Ausgaben lässt sich ein leichter Rückgang der Ausgaben um knapp 1 Mrd. Euro im Jahr 2015 konstatieren. Die Expertenkommission verbucht diese Entwicklung auch als ein Ergebnis der EEG-Reform des Jahres 2014, die die Kostendynamik im Strombereich gebremst hat. Allerdings ist diese Stabilisierung der Gesamtausgaben voraussichtlich nur vorübergehend. Es zeichnen sich nicht nur bei der EEG-Umlage weitere Kostensteigerungen ab, sondern insbesondere auch bei den Stromnetzen. Der von der Bundesregierung verwendete Indikator aus der Summe von Großhandelsstrompreisen und EEG-Umlage ist damit nicht adäquat für eine Trendbewertung der Kosten der Energiewende im Strombereich.

Der beträchtliche Umfang außerordentlicher Kraftwerksabschreibungen in Deutschland und Europa aufgrund des Preisverfalls auf den Großhandelsmärkten für Strom deutet zudem darauf hin, dass die Letztverbraucher momentan nicht die vollen Kosten der Elektrizitätsversorgung bezahlen. Wenn dargebotsunabhängige Kraftwerksleistung notwendig für eine dauerhaft gesicherte Elektrizitätsversorgung ist, kann ein solcher Zustand nur vorübergehender Natur sein. Mittelfristig ist also von steigenden Letztverbraucherausgaben auszugehen.

Diese Feststellung ist umso bedeutsamer, wenn die Energiestückkosten für Unternehmen betrachtet werden. Die Expertenkommission liefert aktualisierte Ergebnisse des Energiestückkostenindikators im internationalen Vergleich. Die Energiestückkosten liegen im Verarbeitenden Gewerbe weiterhin unter dem europäischen Durchschnitt. Durch den Rückgang der fossilen Brennstoffpreise sind die Energiestückkosten in den letzten Jahren gesunken. Allerdings ist bei den Stromstückkosten der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe eine gegenläufige Entwicklung für Deutschland festzustellen. Sie sind seit 2011 um ca. 5 % gestiegen, während in Europa ein Rückgang um ca. 2 % zu verzeichnen ist. Im Verarbeitenden Gewerbe liegen im Jahr 2015 nur noch in der deutschen Metallerzeugung und -verarbeitung sowie im deutschen Fahrzeugbau die Stromstückkosten unter EU28-Niveau.

Aus Sicht der Expertenkommission stellt die überwiegend arbeitspreisbasierte Erhebung von staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteilen ein Hemmnis für verbrauchsseitige Flexibilitäten und die Sektorkopplung dar. Dieser Sachverhalt ist insbesondere im Bereich der Netzentgelte und der EEG-Umlage von Bedeutung. Sollen entsprechende Technologien zukünftig wettbewerbsfähig sein, muss die Finanzierung anreizkompatibel umgestaltet werden. Darüber hinaus sind mit der aktuellen Umlagesystematik auch weitreichende Ausnahmetatbestände verbunden, die nach Auffassung der Expertenkommission die Akzeptanz der Energiewende gefährden.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

302. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendet die Begriffe „*Bezahlbarkeit*“ und „*Wettbewerbsfähigkeit*“ (z. B. Kapitel 9 in BMWi, 2016a) als eine Dimension ihrer Energiepolitik bzw. des energiepolitischen Dreiecks. Die Begriffe werden seit Beginn des Monitoring-Prozesses (z. B. im Energiekonzept 2010) gebraucht. Auch die Expertenkommission verwendet diese Bezeichnungen. In diesem Jahr entschied sie sich jedoch bewusst dafür, das aktuelle Kapitel mit dem Ausdruck „Preiswürdigkeit“ zu überschreiben. Denn im Grunde ist Energie nur dann nicht mehr „bezahlbar“, wenn es aufgrund zu hoher Preise keine Nachfrage mehr danach gibt. Dies kann also kein gutes Kriterium sein. Der Begriff „Preiswürdigkeit“ ist demgegenüber mehrdimensional und wird nicht allein am Preis bemessen, sondern auch an der Leistung (Preis-Leistungs-Verhältnis) oder alternativ auch an der Qualität. Der Begriff ist ähnlich zum Substantiv „Wirtschaftlichkeit“ zu sehen, das übereinstimmt mit dem Prinzip, mit gegebenen Mitteln den größtmöglichen Ertrag zu erwirtschaften (oder für einen bestimmten Ertrag die geringstmöglichen Mittel einzusetzen). Da „Preiswürdigkeit“ das eigentlich energiepolitisch wünschenswerte Ziel beschreibt, schlägt die Expertenkommission diesen Begriff, statt „Bezahlbarkeit“, als den geeigneteren vor. Davon abzugrenzen ist die „Wettbewerbsfähigkeit“. Diese liegt dann vor, wenn eine Unternehmung in ihrer Branche eine Position erreicht, in der sie (nach Abzug ihrer Kosten) mit Gewinn wirtschaften kann. Energie, als eine Kostenkomponente, ist demnach ein Faktor, der die Wettbewerbsfähigkeit beeinflusst. In diesem Sinne möchte die Expertenkommission den Ausdruck „Wettbewerbsfähigkeit“ auch weiterhin verwenden.

303. Dem Monitoring-Bericht zufolge ist die Summe aus Großhandelspreis und EEG-Umlage seit 2013 stabil bzw. rückläufig (vgl. Abbildung 3.8 in BMWi, 2016a). Formal ist diese Aussage zwar richtig, der Bemessungsmaßstab aber ist nicht zielführend. Es soll eine vermeintlich durchbrochene Kostendynamik belegt werden. Die Expertenkommission mahnt jedoch an, dass man mit Preisen keine Rückschlüsse auf tatsächlich entstandene Kosten ziehen kann. Weiterhin suggeriert die Darstellung fälschlicherweise, dass aufgrund des zunehmenden Ausbaus Erneuerbarer Energien und der damit einhergehenden wachsenden EEG-Umlage, der mittlere Großhandelspreis für Strom proportional oder sogar überproportional absinkt. Dieser endogene Zusammenhang existiert zwar in der Tat und ist in der Fachliteratur als Merit-Order-Effekt bekannt, er kompensiert aber keinesfalls die Kosten der EEG-Förderung und ist nicht alleine für den Preisverfall auf dem Großhandelsmarkt verantwortlich. Eigene Berechnungen deuten darauf hin, dass der Merit-Order-Effekt in den Jahren 2012 bis 2015 nur zwischen 1,0 und 1,4 ct/kWh schwankte. Überkapazitäten, auch im konventionellen Kraftwerksbereich, gesunkene Preise für Brennstoffe und Emissionsrechte sowie Schwankungen der Nachfrage sind ebenfalls wichtige Determinanten. Auch die im Rahmen des Einspeisemanagements an die Betreiber von EEG-Anlagen gezahlten Entschädigungen sowie ein Teil der Kosten für Redispatch-Maßnahmen hängen mit der EEG-Förderung zusammen und belasten die Letztverbraucher, sind allerdings nicht in den Börsenstrompreisen oder der EEG-Umlage enthalten, sondern in den Netzentgelten (vgl. Kapitel 7.5). Darüber hinaus ist das Preisniveau an der Börse bekanntlich nicht auskömmlich, so dass viele Kraftwerksbetreiber hohe Verluste erleiden und Sonderabschreibungen in Milliardenhöhe vornehmen.

304. Für eine bessere Einschätzung der Kostendynamik hat die Expertenkommission nachfolgend, wie schon in den Vorjahren, geeignetere Indikatoren entwickelt. Die elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung bspw. bildet die gesamten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität in einem Jahr ab. Dieser Indikator beinhaltet alle relevanten Kostenpositionen von der Erzeugung über den Vertrieb bis zur Verteilung. Zusätzlich werden in der diesjährigen Stellungnahme über außerplanmäßige Abschreibungen die Kosten zur Vorhaltung von Kraftwerksleistung abgeschätzt, die wie bereits erwähnt, aktuell nicht über Erlöse auf dem Großhandelsmarkt gedeckt werden können.

305. Der Monitoring-Bericht spricht in Kapitel 9.2 von gesamtwirtschaftlichen Energieausgaben und beziffert diese auf rund 90 Mrd. Euro in 2015. Doch sind dies nicht die gesamtwirtschaftlichen Energieausgaben, sondern die Ausgaben für Energierohstoffe (Energieimporte sowie Förderkosten für heimische Rohstoffe wie Erdgas, Braunkohle oder Biomasse). Die Kosten von Wandlung, Transport, Verteilung, Vertrieb und Handel/Abrechnung

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

sind nicht mitberücksichtigt. Stellt man nur auf die Kosten von Energierohstoffen ab, wären Wind, Solarenergie, Wasserkraft, Geothermie und Umgebungswärme gewissermaßen gratis. Doch auch erneuerbare Energien benötigen zu ihrer Gewinnung technische Anlagen. Insofern sind die Primärenergiekosten ein irreführender Indikator im Rahmen des Energiewende-Monitorings. Im Zusammenhang mit der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung empfiehlt die Expertenkommission erneut, die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Verkehr als Indikatoren heranzuziehen.

7.1 Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr

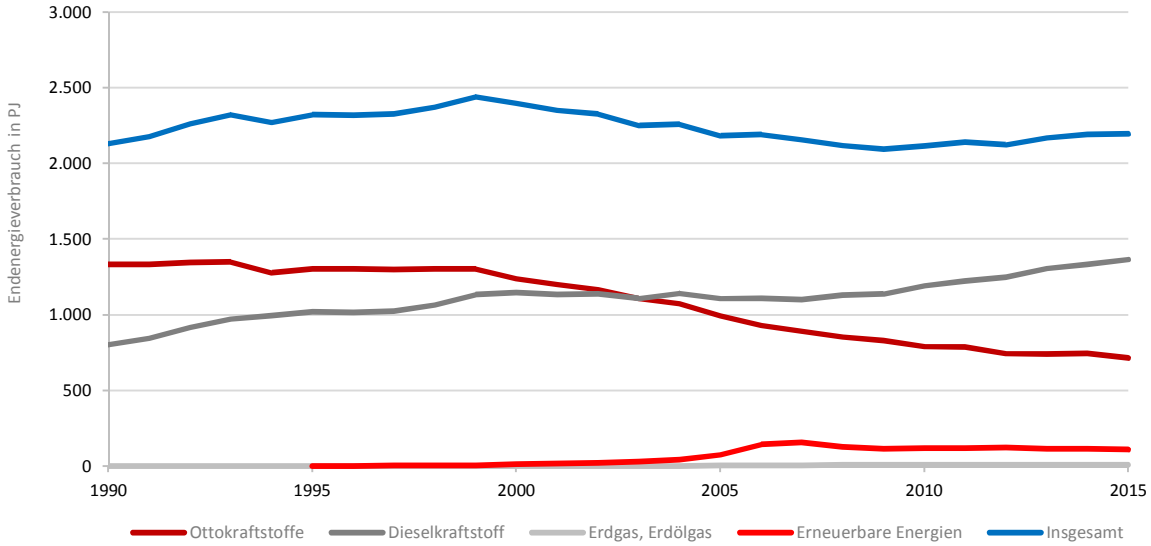
306. Wie im Vorjahr berücksichtigt diese Untersuchung ausschließlich den Straßenverkehr. Die Schifffahrt und der Flugverkehr werden ausgeklammert, da sie in der Energiewende kurz- bis mittelfristig keine tragende Rolle spielen. Auch den Schienenverkehr klammert die Expertenkommission in dieser Untersuchung aus, da der zur Fortbewegung bezogene Strom der Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung zugeordnet wird. Wie schon in den Sektoren Wärme und Elektrizität wird die Summe der Letztverbraucherausgaben für Treibstoffe als Gesamtausgaben des Sektors definiert. Im Straßenverkehr dienen folgende Treibstoffe der Fortbewegung: Ottokraftstoffe (Normal, Super Plus, Eurosuper, Super E10), Diesel, Erdgas, Flüssiggas, Biodiesel, Bioethanol (E85), Biomethan, Pflanzenöl. Darüber hinaus werden die Mehrkosten innovativer Fortbewegungsmittel miteinbezogen und wie folgt quantifiziert.

307. Der Antrieb konventioneller Fahrzeuge basiert auf der seit Jahrzehnten bewährten Technologie des Verbrennungsmotors in Kombination mit einem Treibstofftank. Nachhaltige Konzepte sehen die Verwendung von erneuerbaren Kraftstoffen in Verbindung mit konventionellen Verbrennungsmotoren oder den Umstieg auf Elektromotoren in Verbindung mit Batteriekonzepten/Brennstoffzellen vor. Die Mehrkosten erneuerbarer Kraftstoffe finden in erhöhten Treibstoffkosten ihren Niederschlag. Die Mehrkosten der Elektrofahrzeuge gegenüber einem Benzin-Fahrzeug machen sich dagegen v. a. durch erhöhte Anschaffungskosten bemerkbar. Es wird zwischen reinen Elektroautos mit durchschnittlichen Mehrkosten von 7.000 Euro[37] (2014: 9.200 Euro) und Hybriden mit durchschnittlichen Mehrkosten von 4.200 Euro (2014: 5.000 Euro) unterschieden, jeweils ohne Mehrwertsteuer. Der Bestand der Elektrofahrzeuge in Deutschland ist von knapp 19.000 Autos in 2014 auf 25.500 in 2015 gestiegen.

308. Die Energiebilanzen (AGEB, 2016b) geben Aufschluss über die sektorale Verwendung der Endenergieträger, insbesondere im Verkehr. Abbildung 22 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs der unterschiedlichen Energieträger. Reine erneuerbare Kraftstoffe sowie der erneuerbare Anteil bei bestimmten Kraftstoffen werden in einer Kategorie zusammengefasst dargestellt. Ottokraftstoffe dominieren zunächst den Markt, verlieren ab der Jahrtausendwende aber nach und nach an Bedeutung. Zur gleichen Zeit zeichnet sich ein Anstieg der Benutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor ab, gefolgt von einem Höhepunkt in 2007 mit einem leichten Abfall und anschließender Stagnation. Für eine ausführlichere Erklärung wird auf den Vorjahresbericht verwiesen. Im Jahr 2015 lag der energetische Anteil der Biokraftstoffe am Gesamtabsatz bei rund 5,0 %. Erdgas spielt im Straßenverkehr eine bis dato vernachlässigbare Rolle. Im Großen und Ganzen ist eine Fortführung der Trends der letzten Jahre zu beobachten.

[37] Entspricht durchschnittlichen Mehrkosten von Elektrofahrzeugen gegenüber konventionellen Kraftfahrzeugen auf Basis von Superbenzin basierend auf einem Listenpreisvergleich unterschiedlicher Hersteller des ADAC (2014, 2016).

Abbildung 22: Treibstoffabsatz in Energieeinheiten



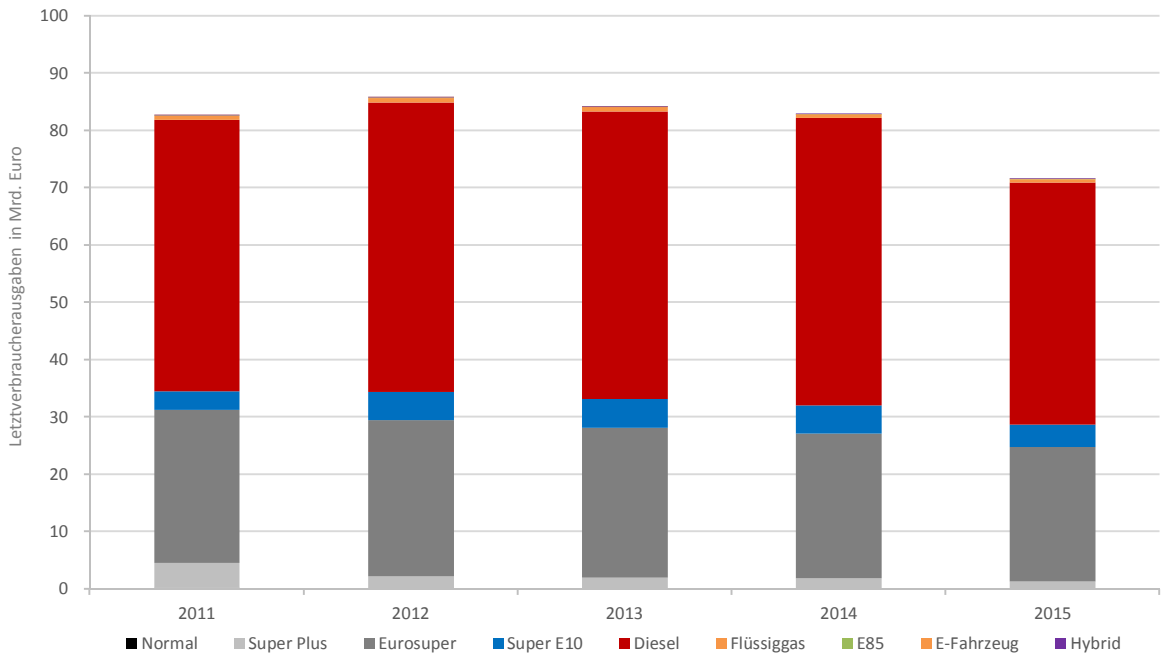
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2016b)

309. Multipliziert man den Absatz mit den Letztverbraucherpreisen so erhält man die mit den Kraftstoffen verbundenen Letztverbraucherausgaben (vgl. Abbildung 23). Es zeigt sich ein über die letzten Jahre stabiles Gesamtbild mit einem deutlichen Einbruch in 2015, der im Wesentlichen auf den gesunkenen Ölpreis zurückzuführen ist. Dieser wird exogen über den Weltmarkt bestimmt. Der stagnierende Endenergieverbrauch dagegen entspricht einer endogenen Größe. Veränderungen der Letztverbraucherausgaben sind demzufolge in diesem Jahr ausschließlich exogenen Faktoren zuzuordnen. In diesem Jahr wurden 71,6 Mrd. Euro (ohne MwSt.) für Kraftstoffe aufgewendet, 11,3 Mrd. Euro weniger als noch Vorjahr. Der mittlere Dieselpreis bspw. ist bei annähernd konstantem Absatz von 2014 auf 2015 um knapp 20 % gesunken. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt haben die Letztverbraucherausgaben im Verkehr einen Anteil von 2,4 % in 2015 (2014: 2,8 %). Durch die Energiewende bedingte Mehrkosten fallen nach wie vor nicht ins Gewicht.

310. Die Zahlen deuten darauf hin, dass das selbst gesteckte Ziel der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 eine Mio. Elektroautos im Fuhrpark der Bundesrepublik zu vermelden nach wie vor in weiter Ferne ist. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken und die Elektromobilität zu stärken hat die Bundesregierung in diesem Jahr eine staatliche Kaufprämie ins Leben gerufen, den sogenannten Umweltbonus. Unter bestimmten Voraussetzungen wird dem Käufer eines Elektroautos eine Prämie von 3 000 bis 4 000 Euro gewährt. Das Förderprogramm dauert solange an bis die verfügbaren Mittel von 1,2 Mrd. Euro ausgeschöpft sind. Damit könnten also bis zu 400 000 Elektroautos gefördert werden. Eine erste Bilanz deutet allerdings darauf hin, dass ein entscheidender Nachfrageimpuls weiterhin ausbleibt (Süddeutsche Zeitung, 2016). Eine noch nicht vollständig ausgereifte Technologie und fehlende Infrastruktur werden als Gründe für das weiterhin mangelnde Interesse angeführt. Darüber hinaus deckt die Kaufprämie nicht die Mehrkosten eines Elektroautos.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 23: Letztverbraucherausgaben in Mrd. Euro (ohne MwSt.)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2016b), BMWi (2016i), C.A.R.M.E.N. e. V. (2015), BAFA (2016a, 2016b), KBA (2016) und DVFG (2016)

7.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen

311. Zur Wärmeerzeugung beziehen die Letztverbraucher Energieträger wie Erdgas, Flüssiggas, schweres oder leichtes Heizöl, Elektrizität oder Biomasse. Die Summe der Zahlungen (abzüglich Umsatzsteuer) bilden die direkten energetischen Letztverbraucherausgaben für Wärme. Dabei handelt es sich um die Kosten der Endenergieträger, die vom Letztverbraucher vor Ort in Wärme umgewandelt werden, und zwar in Heizanlagen, die zur typischen Grundausstattung von Gebäuden gehören. Die damit verbundenen Ausgaben für die Anschaffung, die Wartung und den Unterhalt werden daher nicht dem Energiesystem zugeordnet.

312. Elektrische Wärmepumpen, Solarthermie-Anlagen und Holzpellet-Heizungen erfordern höhere Anschaffungsausgaben als konventionelle Heizanlagen, etwa gegenüber der Gasbrennwerttherme, die nachfolgend als Referenzanlage angenommen wird.[38] Andererseits sinken die Ausgaben für Energieträger. Dies kann fälschlicherweise den Eindruck erwecken, dass die Wärmeversorgung kostengünstiger geworden ist. In Wirklichkeit wurden die Letztverbraucherausgaben für Energie nur durch zusätzliche Letztverbraucherausgaben für Heizungssysteme ersetzt.

Ähnlich sieht es aus mit den Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung. Dazu gehören:

- Wärmedämmung von Wänden, Dachflächen und Geschossdecken
- Fenster und Außentüren mit hohen Dämmstandards
- Erneuerung/Einbau einer Lüftungsanlage

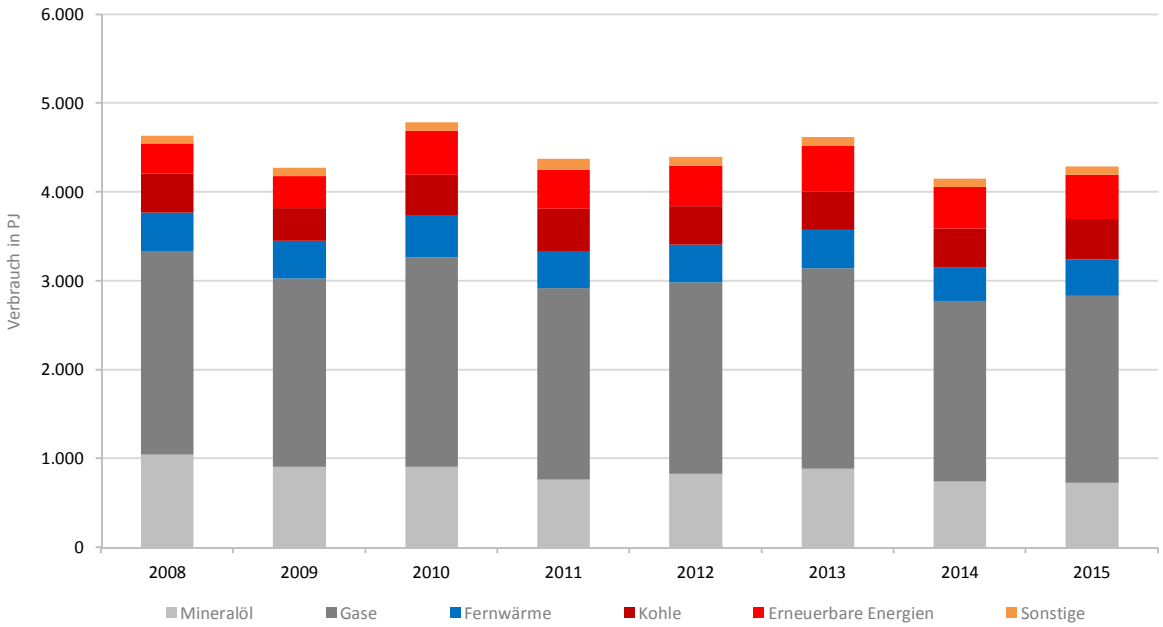
[38] Es wird vereinfachend angenommen, dass die Wartungs- und Unterhaltskosten denjenigen der Referenzsysteme (Gas- bzw. Heizöl-Brennwerttherme) entsprechen, so dass die entsprechenden Ausgaben nachfolgend nicht berücksichtigt werden müssen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Die damit verbundenen Investitionsausgaben werden wie die Zusatzkosten innovativer Heizsysteme als Letztverbraucherausgaben für die Wärmeversorgung behandelt. Im Neubaubereich ist dies womöglich nicht vollauf gerechtfertigt, doch bei entsprechenden Investitionen im Altbaubestand ist diese Klassifikation zulässig. Für weitere Ausführungen zum Vorgehen sei auf die letztjährige Stellungnahme verwiesen.

313. Abbildung 24 gibt einen Überblick über die zu Wärmezwecken verwendeten Endenergieträger. Der Energieträger „Sonstige“ setzt sich zum Großteil aus nicht erneuerbarem Abfall zusammen. Elektrizität ist nicht aufgeführt, um eine Doppelzählung mit der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung zu vermeiden. Man beobachtet einen über die letzten Jahre recht konstanten Verbrauch. Weiterhin ist ersichtlich, dass der Erdölanteil stetig zurückgeht und der Erneuerbaren-Anteil kontinuierlich steigt. Ein Rückgang aufgrund von energetischen Sanierungsmaßnahmen oder effizienteren Heizungssystemen ist noch nicht zu erkennen. Möglicherweise spielen hier auch Rebound-Effekte eine Rolle.

Abbildung 24: Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen



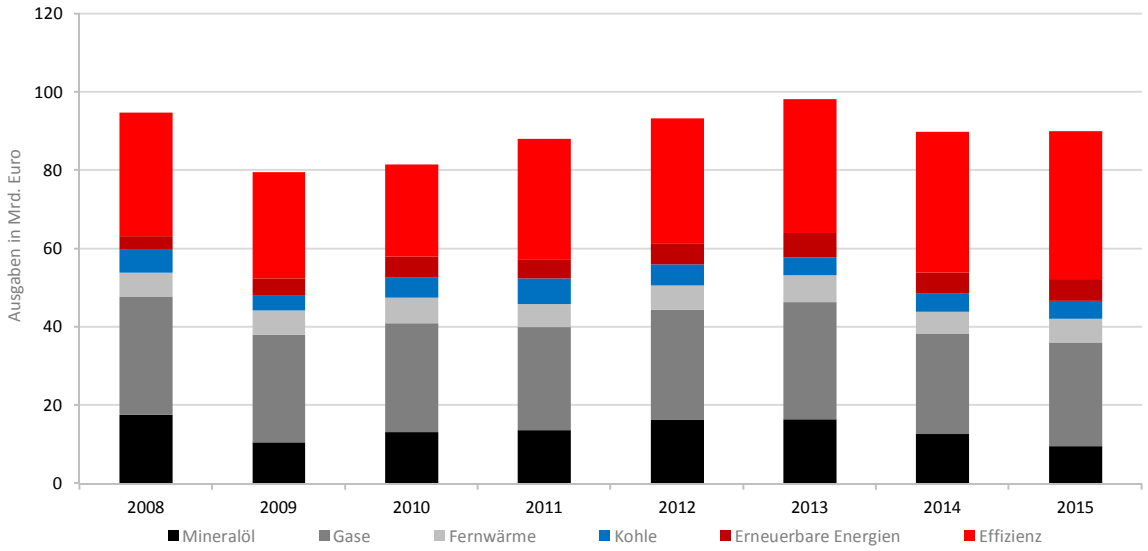
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2016a, 2016d) und BMWi (2016j)

314. Für die Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung Wärme werden die mit diesen Energiemengen verbundenen Letztverbraucherausgaben benötigt. Zu diesem Zweck wird der Letztverbraucherabsatz des jeweiligen Sektors mit dem zugehörigen Preis multipliziert. Darüber hinaus benötigt man die Investitionsausgaben für die energetische Sanierung von Gebäuden. In ihrer Statistik über Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe schätzt das DIW jährlich die energetisch bedingten Sanierungsmaßnahmen im Wohnungsbau und nicht-Wohnungsbau. Diese beinhalten auch die Anschaffung von innovativen und konventionellen Heizungssystemen sowie Photovoltaikanlagen, die nachträglich subtrahiert werden müssen. Es handelt sich um Vollkosten, die auch Kleinstmaßnahmen berücksichtigen. Ergänzend muss berücksichtigt werden, dass rund 20 % aller energetischen Sanierungsmaßnahmen eine staatliche Förderung erhalten (BEI/IWU, 2010). Auch innovative Heizungssysteme werden im Rahmen des Marktanreizprogramms gefördert. Die Kosten dieser staatlichen Förderung in Form von Zinsvergünstigungen und Tilgungszuschüssen werden von den Bruttoinvestitionen abgezogen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

315. Abbildung 25 zeigt zusammenfassend die Letztverbraucherausgaben für den Wärmebereich (jeweils ohne Mehrwertsteuer) als Summe aus Energieträgerausgaben und Effizienzinvestitionen, wobei Fördermittel abgezogen sind. Es ist zu beobachten, dass die Letztverbraucherausgaben für Brennstoffe aufgrund der niedrigen Weltmarktpreise (exogen bestimmt) im Jahr 2014 und 2015 deutlich zurückgegangen sind. Dieser Rückgang wurde durch gestiegene Ausgaben für Effizienz kompensiert und könnte durch das niedrige Zinsniveau erklärt werden.

Abbildung 25: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BMWi (2016j), BNetzA (2014), DEPI (2016), Kluitmann (2016), Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2016), BDH (2016), BMWi/Fichtner (2014), DIW (2016), IER/IZT (2014) und AGEE-Stat (2016)

316. Im Jahr 2015 betrugen die energiebedingten Letztverbraucherausgaben für Wärme rund 52 Mrd. Euro (ohne Elektrizität und ohne Mehrwertsteuer). Für das gleiche Jahr werden die Kosten von energetischen Sanierungen (inkl. der Mehrkosten innovativer Heizungssysteme gegenüber Referenzanlagen, aber abzüglich staatlich gewährter Fördermittel) auf 38 Mrd. Euro beziffert. Setzt man die Summe dieser Zahlen ins Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt des Jahres 2015, so bedeutet der Bezug von Wärmedienstleistungen aus Sicht der Letztverbraucher eine relative Belastung der Volkswirtschaft von 3,0 %. Aus diesen Berechnungen ergeben sich eine Reihe von Schlussfolgerungen:

- Die Gesamtbelastungen der Letztverbraucher für Niedertemperatur-Wärmedienstleistungen übersteigen die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität, die in den letzten Jahren im Fokus der Energiekostendebatte standen.
- Auch unter Berücksichtigung einiger Unschärfen in der Berechnung stellen die Investitionsausgaben für Energieeffizienz einen beträchtlichen Anteil der Kosten für Wärmedienstleistungen dar.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

7.3 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung

317. Auch in diesem Berichtsjahr führt die Expertenkommission den Indikator der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung fort. Dieser Indikator weist im Vergleich zu sektoralen Strompreisen eine gewisse Neutralität gegenüber Verteilungsfragen auf. Während sektorale Strompreise durch verschiedene Ausnahmetatbestände (BesAR, StromNEV § 19 etc.) in erheblichem Umfang von Verteilungsfragen geprägt sind, erlaubt die Gesamtrechnung eine von Verteilungsfragen weitestgehend abstrahierte Analyse. Die Expertenkommission verkennt dabei keineswegs die besondere Relevanz von Verteilungsfragen, sondern ist vielmehr der Auffassung, dass diese Fragen gesondert zu analysieren sind (vgl. Kapitel 7.5 und Kapitel 7.6).

318. Die Zeitreihe zur elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung mit ihren wesentlichen Komponenten ist in Tabelle 11 dargestellt. Bei den dargestellten Angaben handelt es sich teilweise um vorläufige Werte. Ausgangspunkt für die Berechnungen sind die vom Statistischen Bundesamt jährlich ermittelten Gesamterlöse aus dem Absatz von Elektrizität an Letztverbraucher. Diese Erlöse beinhalten neben den Arbeits- sowie Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage etc.), nicht aber die Umsatzsteuer[39]. Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität in Industrie- und Blockheizkraftwerken.

319. Bei einer ersten Analyse dieser Ausgaben lässt sich feststellen, dass die Gesamtausgaben im Vergleich zum Vorjahr um ca. 0,9 Mrd. Euro gesunken sind. Wesentlichen Einfluss auf diese Entwicklung haben Berichtigungen der für die Vorjahre zu hoch angesetzten Offshore-Umlage nach dem Energiewirtschaftsgesetz EnWG § 17f. Laut der Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) lagen die Erlöse aus der Offshore-Umlage bei ca. minus 38 Mio. Euro und führten somit zu einer Entlastung der Verbraucher. Im Vergleich zum Vorjahr ergibt sich damit allein im Bereich der Offshore-Umlage eine Entlastung von rund 0,8 Mrd. Euro. Allerdings ist diese Entlastung nur von vorübergehender Natur. Sowohl die Offshore-Umlage als auch andere Umlagen bzw. Ausgabepositionen werden in den kommenden Jahren steigen.

320. Beispielsweise steigen die Auszahlungen für KWK-Anlagen, die unter dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) gefördert sind, seit dem Jahr 2011 kontinuierlich an. Für das Jahr 2016 erwarten die ÜNB mit ca. 1,1 Mrd. Euro die bisher höchste Auszahlung an Fördergeldern unter dem KWKG. Verglichen mit dem Jahr 2015 entspricht das in etwa einer Verdopplung der Förderbeträge und entsprechend einer Mehrbelastung der Verbraucher. Auch prognostizieren die ÜNB weiter steigende EEG-Differenzkosten bzw. Erlöse aus der EEG-Umlage von knapp 23 Mrd. Euro im Jahr 2016 und knapp 24 Mrd. für das Jahr 2017.

321. Im Bereich der Netzentgelte lässt sich für das Jahr 2015 eine vorläufige Stabilisierung erkennen, die aber in den kommenden Jahren so nicht bestehen bleiben wird. Eine Senkung der Erlösobergrenzen auf Verteilnetzebene im Jahr 2015 wird weitestgehend durch steigende Übertragungsnetzkosten im gleichen Jahr kompensiert. Auf Ebene der Übertragungsnetze sind in den kommenden Jahren weitere Kostensteigerungen durch Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen, die Vorhaltung verschiedener Reserven (Netzreserve § 13d EnWG, Kapazitätsreserve § 13e EnWG, Sicherheitsbereitschaft § 13g und Netzstabilitätsanlagen § 13k EnWG), die Erdverkabelung und den Netzausbau allgemein absehbar (vgl. Kapitel 6.2). Auch auf Verteilnetzebene ist in den nächsten Jahren mit weiteren Netzentgelterhöhungen zu rechnen (E-Bridge/IAEW/OFFIS, 2014). In welchem Umfang

[39] Die Angaben des Statistischen Bundesamtes zu den Erlösen des Stromabsatzes beinhalten Stromsteuervergünstigungen, die im nachträglichen Entlastungsverfahren gewährt und zunächst vom Stromlieferanten erhoben werden (§ 10 und ab dem Jahr 2011 § 9 StromStG). Die Gesamthöhe der jährlichen Entlastung durch den Spitzenausgleich ist in den Subventionsberichten der Bundesregierung (BMF, 2015) dokumentiert und wurde von den Erlösangaben des Statistischen Bundesamtes abgezogen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

die unlängst von der Bundesnetzagentur gesenkten Eigenkapitalzinssätze diese Steigerungen dämpfen, ist momentan noch nicht absehbar. Die geänderten Eigenkapitalzinssätze für Neuanlagen von 6,91 % (zuvor 9,05 %) gelten ab dem Jahr 2019.

322. Schließlich ist zu erkennen, dass die marktbasierten Ausgabenelemente und damit der Kern des „Strommarkt 2.0“ auf niedrigem Niveau verharren. Der Trend sinkender Erlöse im Bereich der konventionellen Erzeugung setzt sich fort. An dieser Stelle weist die Expertenkommission zum wiederholten Mal darauf hin, dass diese Situation nicht dauerhaft bestehen kann (EWK, 2012, 2014a, 2014b, 2015). Mittel- bis langfristig müssen sich höhere Preisniveaus an den Stromgroßhandelsmärkten einstellen, um den noch immer benötigten konventionellen Kraftwerken ein wirtschaftliches Auskommen zu ermöglichen. Zwar würde damit auch eine sinkende EEG-Umlage einhergehen, aber letztendlich führen steigende Stromgroßhandelspreise insgesamt zu steigenden Kosten bei den Letztverbrauchern. Dass die derzeitige Situation nicht nachhaltig ist, lässt sich den umfangreichen Wertberichtigungen der Kraftwerksbetreiber entnehmen (vgl. Kapitel 7.4).

Tabelle 11: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
	Mrd. Euro					
Gesamtausgaben [1]	**60,9**	**63,6**	**64,3**	**71,0**	**70,3**	**69,4**
Staatlich induzierte Elemente	**17,2**	**23,0**	**23,3**	**30,0**	**32,3**	**31,3**
Stromsteuern [2]	6,4	7,2	7,0	7,0	6,6	6,6
Konzessionsabgaben [3]	2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0
EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten) [4]	8,3	13,4	14,0	19,8	22,3	22,0
KWKG [5]	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Umlagen (§ 17F, § 18 ENWG) [6]	-	-	-	0,7	0,8	0,0
Staatlich regulierte Elemente	**16,9**	**17,6**	**19,0**	**21,2**	**21,4**	**21,4**
Netzentgelte Übertragungsnetz [7]	2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5
Netzentgelte Verteilnetz [8]	14,7	15,4	16,4	18,2	18,3	17,9
Marktgetriebene Elemente	**26,8**	**23,1**	**22,0**	**19,8**	**16,6**	**16,8**
Marktwert EEG-Strom [9]	3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7
Erzeugung und Vertrieb [10]	23,3	18,6	17,2	15,6	12,5	12,0

*teilweise vorläufig

[1] Erlöse aus dem Stromabsatz gemäß Destatis (2016b), abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß BMF (2015)

[2] Destatis (2016d)

[3] Schätzung auf Basis von Destatis (2012a, 2012b)

[4] Netztransparenz (2016)

[5] ÜNB Jahresabrechnungen KWKG

[6] ÜNB Jahresabrechnungen §§ 17F, 18 EnWG

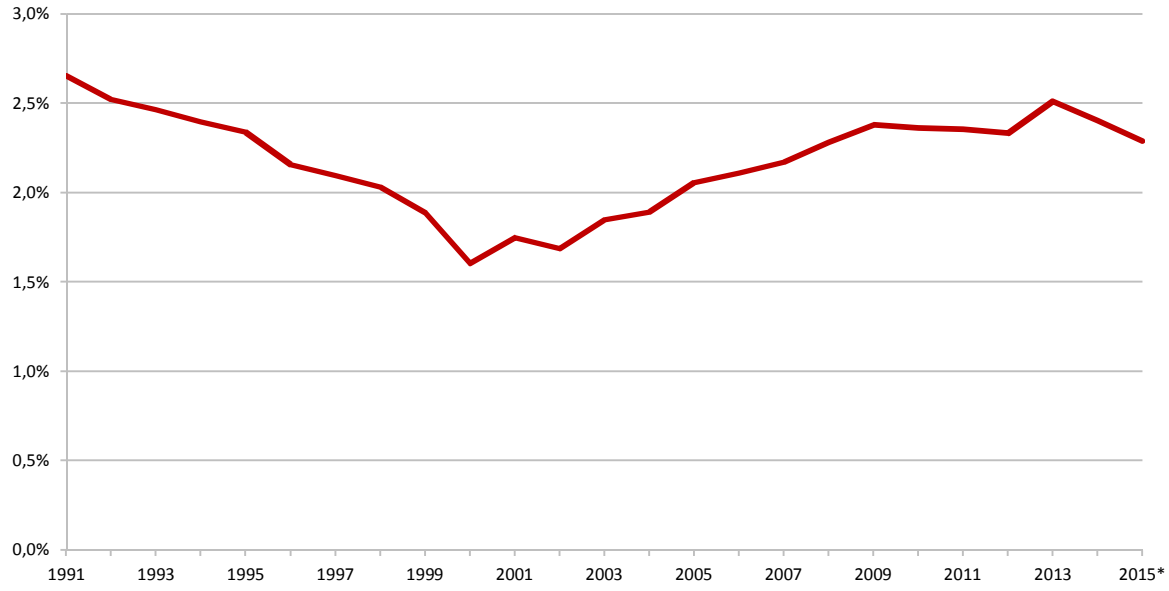
[7], [8] Eigene Berechnung und Annahmen auf Basis persönlicher Mitteilungen der BNetzA zu Erlösobergrenzen 2012 bis 2016

[9] BMWi (2016b)

[10] Residuum

323. Zusätzlich zur elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung zeigt Abbildung 26 die Letztverbraucherausgaben in Relation zur allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung in Form des nominalen Bruttoinlandsprodukts. Der Grafik ist zu entnehmen, dass der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP mit 2,3 % sich wieder auf dem Niveau von 2012 befindet.

Abbildung 26: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Letztverbraucherausgaben für Elektrizität vgl. Tabelle 11, BIP gemäß Destatis (2016h)

Box 3: Die politische Dimension der Kernenergierückstellungen

Im Kapitel 8.3 des Monitoring-Berichts beschreibt die Bundesregierung ihre Strategie zu den offenen Fragestellungen rund um den Kernenergieausstieg. U. a. werden Ergebnisse der „Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs“ (KFK, 2016) dargelegt, welche die Handlungsfelder der Bundesregierung bei der Ausgestaltung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs diskutiert. Dabei geht es einerseits um die Frage inwiefern die bereits gebildeten Rückstellungen voraussichtlich auskömmlich sind und weiterhin wie eine gerechte Verteilung der mit dem Ausstieg verbundenen Kostenrisiken zwischen Staat und Unternehmen ausgestaltet sein könnte. Zur Sicherung der Kosten für Rückbau, Stilllegung, Verpackung und Rückführung, die bei den Betreibern verbleiben, schlägt die Kommission vor, Rückstellungen in Höhe von 22,6 Mrd. Euro bei den Betreibern zu belassen. Gleichzeitig sollen Mittel in Höhe von 23,3 Mrd. Euro zur finanziellen Sicherung von Zwischen- und Endlagerkosten an den Staat übergehen. Diese ergeben sich aus von der Kommission veranschlagten Mitteln und beinhalten einen Risikoaufschlag von rund 35 %. Damit sollen die Risiken, die mit den langfristigen Verpflichtungen der Endlagerung an den Staat übergehen, abgegolten werden. Eine nähere Begründung zur Wahl des Risikozuschlags ist nicht aufgeführt. Die Mittel sollen auf Empfehlung der Kommission von den Betreibern schrittweise bis zur Beendigung des Leistungsbetriebs der Kernkraftwerke einem zweckgebunden öffentlich-rechtlichen Fonds zugeführt werden. Die Summe aus vorgeschlagenen Rückstellungen und der Einzahlungen in den Fonds übersteigt die heutigen Rückstellungen um 7,4 Mrd. Euro. Im Jahr 1999 hatte die Bundesregierung die Energieversorger verpflichtet, die Kernenergie-Rückstellungen von mehr als 70 Mrd. DM um gut die Hälfte zu reduzieren (Spiegel online, 1999). Die heutige Problematik bei der Finanzierung des Kernausstiegs kann zumindest teilweise auf diese politische Intervention zurückgeführt werden.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

7.4 Die verborgenen Kosten der Vorhaltung von Kraftwerksleistung

324. Eine angemessene Bewertung von Kraftwerken orientiert sich in den Bilanzen der Unternehmen an den zukünftigen Deckungsbeiträgen der jeweiligen Kraftwerke. Ist ein Kraftwerk aktuell und voraussichtlich auch zukünftig nicht mehr in der Lage, die zu einer regulären Abschreibung erforderlichen positiven Deckungsbeiträge zu generieren, so erfolgt eine Bewertungskorrektur in Form einer außerplanmäßigen Abschreibung.

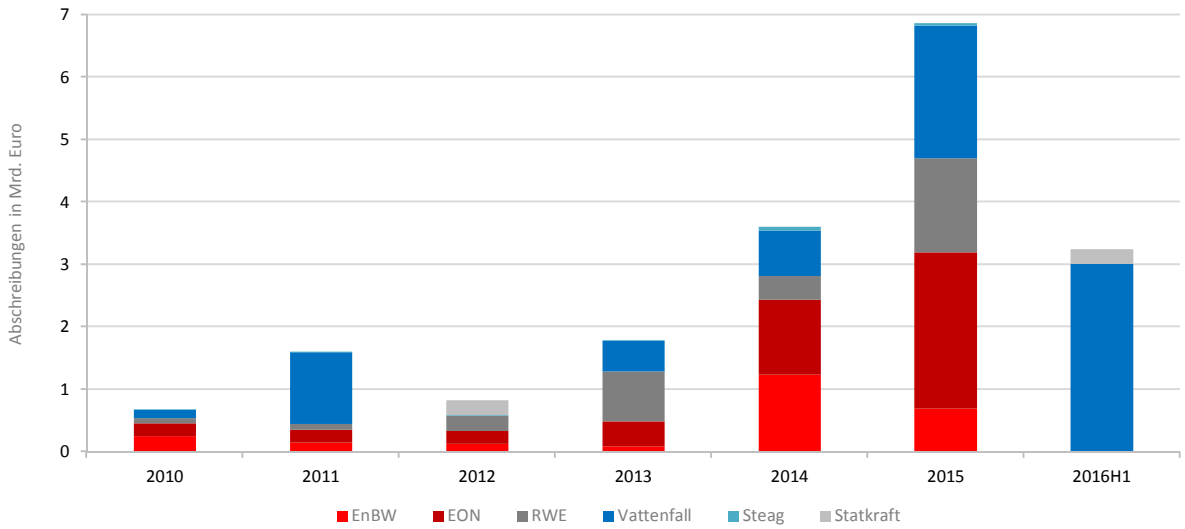
325. Laut Medienberichten haben Kraftwerksbetreiber in den letzten Jahren in erheblichem Umfang solche außerplanmäßigen Abschreibungen auf konventionelle Erzeugungskapazitäten vorgenommen. Nach Einschätzung der Financial Times (2016) haben die 12 größten Energieversorger Europas zwischen 2010 und 2015 insgesamt über 100 Mrd. Euro abgeschrieben. Mit 86 Mrd. Euro Wertverlust der 16 größten Versorger Europas gelangt Ernst & Young (2015) zu einer ähnlichen Größenordnung für den Zeitraum von 2010 bis einschließlich 2014. Diese Zahlen beinhalten sowohl Abschreibungen auf Assets jeglicher Art als auch die Einbußen der Firmenwerte. Als Ursachen werden die gesunkenen Stromgroßhandelspreise, ein rückläufiger Elektrizitätsabsatz, politische Unsicherheiten, Überkapazitäten und der unerwartet expansive Ausbau erneuerbarer Energien angeführt. Das FÖS (2015) hebt hervor, dass der Werteverlust deutscher Kraftwerksbetreiber auch auf Fehlinvestitionen und unrentable Unternehmenskäufe im Ausland zurückzuführen ist.

326. Unabhängig von den Ursachen gehören außerplanmäßige Abschreibungen zu den gesamtwirtschaftlichen Kosten der Elektrizitätsversorgung, nur werden diese nicht von den Letztverbrauchern, sondern von den Kraftwerkseigentümern getragen. Um ein genaueres Bild über die Entwicklung in Deutschland zu erlangen, kann man die Geschäftsberichte der sechs großen in Deutschland tätigen Energieversorger RWE, EON, EnBW, Vattenfall, STEAG und Statkraft heranziehen.[40] Im Jahr 2010 verfügten diese Unternehmen zusammen über eine konventionelle Kraftwerksleistung von 90 GW, die bis 2015 auf 74 GW gesunken ist. Gemessen an der installierten Leistung war RWE in 2015 der größte Versorger, gefolgt von Vattenfall, EON, EnBW, STEAG und Statkraft. Während die ersten vier über ein breites Portfolio konventioneller Erzeugungsanlagen verfügen, beschränkt sich der Kraftwerkspark von STEAG mit 8,3 GW fast ausschließlich auf Steinkohlekraftwerke und der von Statkraft mit 2,4 GW fast ausschließlich auf Gaskraftwerke.

327. In Abbildung 27 sind die außerplanmäßigen Abschreibungen der letzten Jahre aggregiert dargestellt. Es handelt es sich um die Wertberichtigungen auf konventionelle Erzeugungsanlagen in Deutschland infolge geringerer Ertragserwartungen. Nicht enthalten sind Wertminderungen des Firmenwerts. Insgesamt belaufen sich die außerplanmäßigen Abschreibungen zwischen 2010 und 2015 auf kumuliert knapp 19 Mrd. Euro, mit einem zuletzt stark ansteigenden Trend. Der Ausschlag bei Vattenfall in 2011 bspw. bezieht sich auf die mit der Abschaltung der Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel einhergehenden Wertberichtigungen. Die bereits verfügbaren Zahlen aus den Quartalsberichten für 2016 von Vattenfall und Statkraft deuten auf weiterhin hohe Wertberichtigungen hin. Einen weiteren Hinweis in dieser Richtung liefert die Abspaltung von Uniper aus dem EON-Konzern. Analysten zufolge ist der Wert konventioneller Erzeugungsanlagen in den Büchern des neuen Unternehmens erheblich überbewertet (Handelsblatt, 2016).

[40] Es sei ergänzend hinzugefügt, dass neben den großen Kraftwerksbetreibern auch kleinere Erzeuger in Deutschland außerordentliche Wertberichtigungen vorgenommen haben, über die jedoch selbst beim BDEW keine statistischen Angaben vorliegen. Es wird daher empfohlen, im Rahmen des Energiewende-Monitorings entsprechende Daten zu erheben.

Abbildung 27: Außerplanmäßige Abschreibungen auf Erzeugungsanlagen großer Versorger in Deutschland



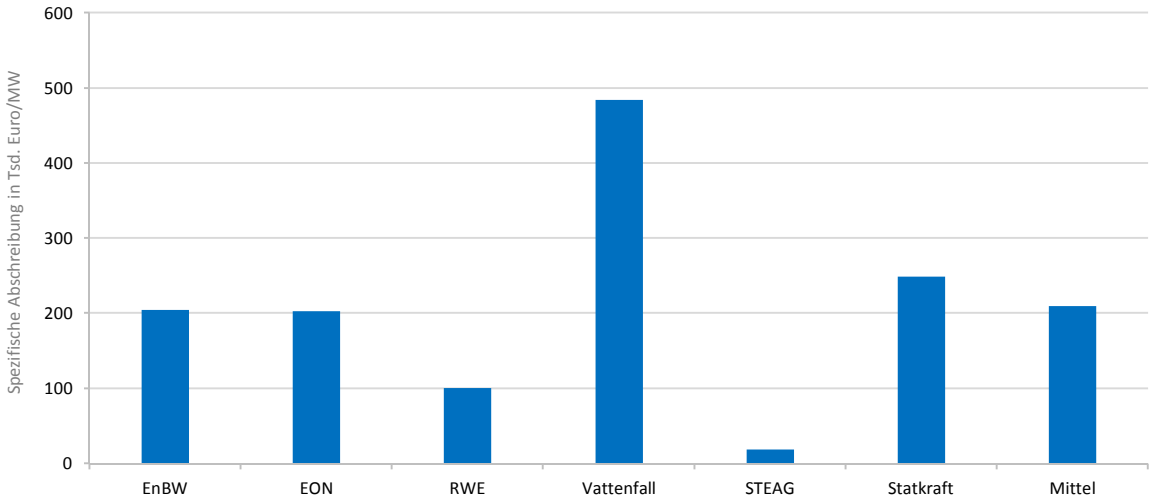
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der jeweiligen Geschäftsberichte von E.ON SE (2011-2016), EnBW AG (2011-2016), RWE AG (2011-2016), Statkraft AS (2011-2016), STEAG GmbH (2011-2016) und Vattenfall AB (2011-2016)

328. Man kann die Entwicklung der außerordentlichen Abschreibungen in drei Phasen unterteilen. Mit dem Moratorium nach der Katastrophe von Fukushima wurden in den Bilanzen der Versorger noch im selben Jahr Wertberichtigungen auf die Kernkraftwerke getätigt. In den darauffolgenden Jahren wurden außerplanmäßige Abschreibungen hauptsächlich auf Gaskraftwerke verbucht. In jüngster Zeit trifft es auch die Stein- und Braunkohlekraftwerke. Dies sind allerdings nur Tendenzaussagen, denn in den meisten Geschäftsberichten sind die Wertberichtigungen weder einzelnen Erzeugungsanlagen noch Kraftwerkstypen zugeordnet. Anhaltspunkte lassen sich jedoch gewinnen, indem die außerordentlichen Wertminderungen der einzelnen Unternehmen mit den installierten Leistungen in Beziehung gesetzt werden (vgl. Abbildung 28). Die Bandbreite der Ergebnisse reicht von 19.000 Euro pro MW bei STEAG bis zu knapp 500.000 Euro pro MW bei Vattenfall. Dies könnte darauf hindeuten, dass bei manchen Unternehmen noch weiterer Wertminderungsbedarf besteht, insbesondere bei Kraftwerken, deren Investitionszeitpunkt noch nicht lange zurückliegt. Tatsächlich meldete STEAG (2016) mit Pressemitteilung vom 02.11.2016 die Stilllegung von fünf Steinkohle-Kraftwerksblöcken an, die voraussichtlich Wertberichtigungen in der kommenden Bilanz nach sich ziehen wird. Außerplanmäßige Abschreibungen können nur solange verbucht werden, bis die Assets in den Bilanzen wertlos sind, da negative Positionen nicht erlaubt sind. Doch selbst wenn dieser Punkt erreicht wird, bleibt die Finanzierungslücke neuer Kraftwerke weiterhin bestehen.

329. Der beträchtliche Umfang außerordentlicher Kraftwerksabschreibungen in Deutschland und Europa deutet darauf hin, dass die Letztverbraucher momentan nicht die vollen Kosten der Elektrizitätsversorgung bezahlen. Sofern die Kraftwerksinvestitionen der Vergangenheit nicht auf Fehlentscheidungen der Betreiber beruhen, etwa einer Überschätzung der Nachfrageentwicklung, sondern notwendig sind für eine dauerhaft gesicherte Elektrizitätsversorgung, kann ein solcher Zustand nur vorübergehender Natur sein. Man wird die Kraftwerkseigentümer nicht dauerhaft zur Kasse bitten können. Die Entwicklung der außerordentlichen Abschreibungen deutet damit an, dass zur künftigen Versorgungssicherheit noch einmal höhere Letztverbraucherausgaben erforderlich sein werden, wobei es von der staatlichen Regulierung abhängt, ob dies über steigende Großhandelspreise, über Zahlungen zugunsten von Kapazitätsmechanismen oder über andere Finanzierungswege umgesetzt werden wird.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 28: Spezifische außerplanmäßige Abschreibungen auf Erzeugungsassets ausgewählter Kraftwerksbetreiber



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der jeweiligen Geschäftsberichte von E.ON SE (2011-2016), EnBW AG (2011-2016), RWE AG (2011-2016), Statkraft AS (2011-2016), STEAG GmbH (2011-2016) und Vattenfall AB (2011-2016)

7.5 Stromnetzentgelte

330. Die momentane Ausgestaltung der staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteile bewirkt, dass die Preissignale des Strommarktes nicht ausreichend an Verbraucher weitergegeben werden können. Die regulierten Strompreisbestandteile stellen damit ein Hemmnis für verbrauchsseitige Flexibilitäten und die Sektorkopplung dar. Eine Vielzahl von Ausnahmetatbeständen bewirkt zudem eine verzerrte Verteilung der Lasten innerhalb der Verbrauchergruppen und erschwert die Akzeptanz der Energiewende. Diskussionen über die Höhe und Verteilung der Energiewendekosten sind immer wieder Gegenstand medialer Aufmerksamkeit. Die Expertenkommission hat sich daher entschieden, in ihrem Bericht vertiefend auf die zwei wesentlichen staatlich regulierten und induzierten Strompreisbestandteile einzugehen. In Kapitel 7.5 werden die Netzentgelte und in Kapitel 7.6 die EEG-Umlage analysiert, damit verbundene Verzerrungswirkungen und Ansätze zur Weiterentwicklung werden aufgezeigt.

331. Die Kosten für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau der Stromnetze werden über die Netzentgelte von den Verbrauchern getragen. Für 2015 genehmigten die Regulierungsbehörden den Netzbetreibern Erlöse in Höhe von 21,4 Mrd. Euro[41]. Die Summe der von den Letztverbrauchern tatsächlich gezahlten Netzentgelte ist nicht öffentlich bekannt. Die Erlösobergrenze gibt insofern nur einen Anhaltspunkt für die Größenordnung der Netzentgelte.[42] Die Netzbetreiber passen die Netzentgelte nach den Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zum 01. Januar eines Jahres an.[43] Alle Netzbetreiber haben eine Veröffentlichungspflicht.[44]

[41] BNetzA (2016g) und eigene Berechnungen.

[42] Aufgrund des Wälzungsmechanismus der Netzkosten entstehen Zahlungsströme unter den Netzbetreibern, durch die die summierte Erlösobergrenze höher ausfällt als die Summe der gezahlten Netzentgelte.

[43] ARegV § 17 (3), unterjährige Anpassung möglich.

[44] Nach StromNEV § 27.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Jährliche Preisblätter geben Auskunft über die grund- bzw. leistungsbezogenen Preisbestandteile und die Arbeitspreise nach Art der Leistungsmessung (SLP, rLM)[45], der Anschlussnetzebene und der Jahresbenutzungsdauer.

332. Die Netzentgelte auf der Niederspannungsebene sind generell höher als auf der Mittel- und Hochspannungsebene. Wegen der Nichtdiskriminierung sind die Netztarife für alle Kunden eines Netzgebiets und einer Spannungsebene gleich (Ausnahme: individuelle Netzentgelte nach § 19 StromNEV). Weil industrielle Verbraucher meist in der Mittel- und Hochspannungsebene angeschlossen sind, zahlen sie ein durchschnittliches Netzentgelt von 2,06 ct/kWh[46], während Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh im Durchschnitt 6,71 ct/kWh zahlen müssen[47] (BNetzA/BKartA, 2016).

333. Zu den Gründen für die, im Vergleich zu Hoch- und Mittelspannungsnetzen, höheren Kosten auf der Niederspannungsebene gehört die Kostenwälzung nach StromNEV. Dabei wird unterstellt, dass die Kunden der nachgelagerten Netzebenen auch die vorgelagerten Netzebenen nutzen und sich daher auch an den entsprechenden Kosten beteiligen müssen. Das bedeutet, dass ein am Hochspannungsnetz angeschlossener Stromkunde lediglich die Kosten der Höchst- und Hochspannungsebene zahlt, während ein Haushaltskunde, der an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist, die Kosten für alle Netzebenen zahlen muss.

334. Die Ausgestaltung des Wälzungsmechanismus rührt von einer überholten Betrachtungsweise, nach der elektrische Erzeuger nur auf der höchsten Spannungsebene einspeisen und das Netz für die Verbraucher bis auf die unterste Netzebene ausgebaut werden musste. Dies vernachlässigt aber, dass mittlerweile die meisten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten an das Nieder- oder Mittelspannungsnetz angeschlossen sind (erneuerbare Energien hatten im Jahr 2015 einen Anteil von 31,6 % an der Bruttostromerzeugung). Dadurch kommt es zeitweise zur Umkehrung der Stromflüsse von den unteren zu den höheren Netzebenen. Bislang bekommen die in Nieder- und Mittelspannungsnetze einspeisenden Erzeuger eine finanzielle Kompensation in Höhe der von den Verteilnetzbetreibern eingesparten Netzentgelte. Diese vermiedenen Netzentgelte beruhen auf der Überlegung, dass der Verteilnetzbetreiber weniger Elektrizität aus den höheren Netzebenen beziehen und daher weniger Netzkosten der vorgelagerten Ebenen zahlen muss. Durch die Einspeisung auf den unteren Netzebenen entfallen in Wirklichkeit aber keine Netzkosten, sondern es sind im Gegenteil oft zusätzliche Netzverstärkungen notwendig.

335. Die Netzentgelte weisen auch regional große Unterschiede auf. Interessanten Aufschluss über die Verteilungswirkungen der Netzentgelte bietet ein Blick auf Abbildung 29, in der die Bundesnetzagentur die durchschnittlichen Netzentgelte zum Januar 2016 für verschiedene Verbrauchergruppen in regionaler Auflösung darstellt. Die erhobenen grund- bzw. leistungsbezogenen Preisbestandteile sowie die Arbeitspreise werden auf die jährlich bezogenen Energiemengen umgelegt, um die Verbrauchergruppen vergleichbar zu machen.

[45] SLP – Standardlastprofil, rLM – registrierte Leistungsmessung.

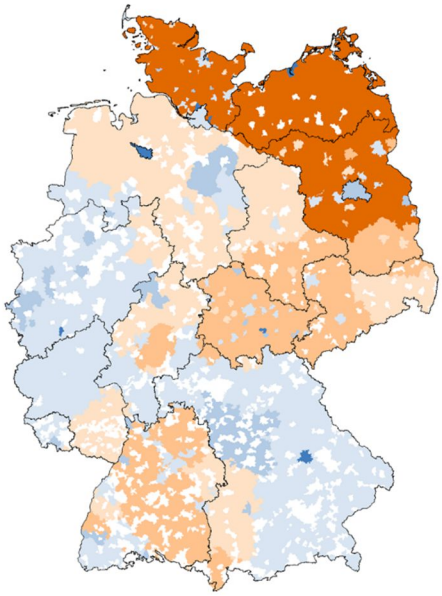
[46] Am Beispiel eines Industriekunden mit einer Jahresabnahmemenge von 24 GWh, der nicht unter Entlastungsregelungen fällt.

[47] Preisstand zum 01. April 2016.

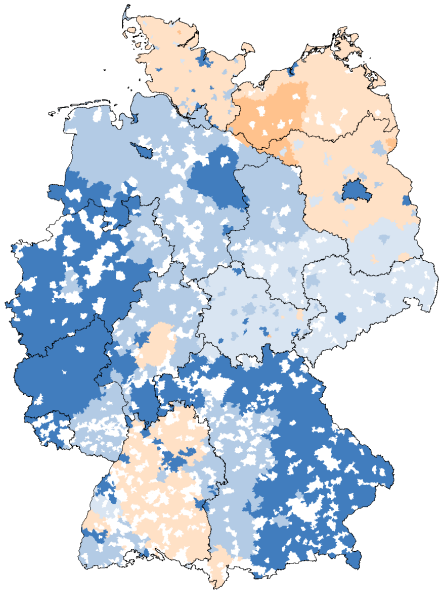
Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 29: Durchschnittliche Strom-Netzentgelte nach Verbrauchergruppen

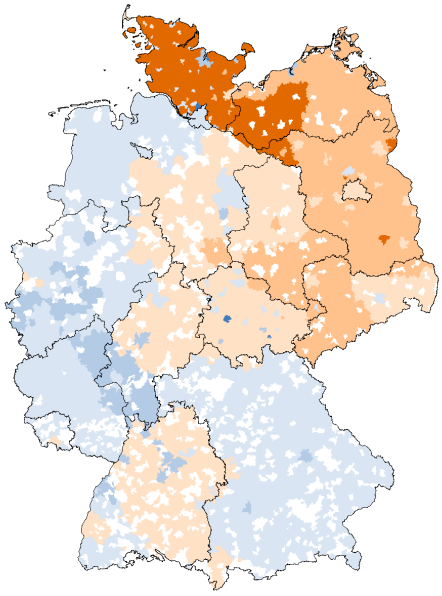
Haushaltskunden[48]

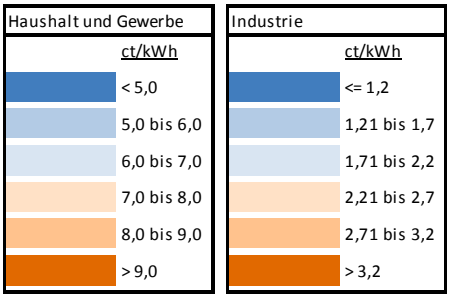


Gewerbekunden[49]



Industriekunden[50]





Quelle: BNetzA (2016i)

[48] Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in der Niederspannung ohne Leistungsmessung.

[49] Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in der Niederspannung ohne Leistungsmessung.

[50] Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in der Mittelspannung.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

336. Die hier aufgeführten Daten lassen den Rückschluss zu, dass sehr viele Verbraucher einen geringfügig geringeren Anteil an den Netzentgelten als den durchschnittlichen Wert zahlen, während eine kleinere Gruppe von Verbrauchern aufgrund der regionalen Besonderheiten einer erheblich höheren Belastung ausgesetzt ist (vgl. Box 4).

Box 4: Beispielrechnung zur Mehr- und Minderbelastung regional differenzierter Netzentgelte für Haushalte

Die folgende Tabelle 12 zeigt beispielhaft, welche durchschnittliche jährliche Belastung sich für Haushaltskunden durch die Zahlung der Netzentgelte ergibt und mit welcher Mehr- oder Minderbelastung die Haushalte in Hochpreis- bzw. Niedrigpreisgebieten für Netzentgelte rechnen müssen.

Durchschnittlich zahlt ein Haushalt 221 Euro im Jahr Netzentgelte. In Hochpreisgebieten für Netzentgelte zahlen Haushaltskunden über 130 % dieses Betrages, während in Niedrigpreisgebieten nur knapp 75 % gezahlt werden müssen. Würde man die Netzentgelte gleichmäßig auf alle Haushalte verteilen, würde man dadurch in den teuersten Netzgebieten zu einer Minderbelastung von 76 Euro pro Haushalt kommen, während die Haushalte in den Niedrigpreisgebieten mit einer Erhöhung der jährlichen Belastung von bis zu 56 Euro rechnen müssten.

Tabelle 12: Belastung von Haushaltskunden durch Netzentgelte

Haushaltsgröße	Jährlicher Stromverbrauch [1]	Durchschnittliche Belastung Netzentgelte [2]	Mehrbelastung Hochpreisgebiet Netzentgelte [3]	Minderbelastung Niedrigpreisgebiet Netzentgelte [3]
		(6,71 ct/kWh)	(9 ct/kWh)	(5 ct/kWh)
	[kWh/Jahr]	[Euro/Jahr]	[Euro/Jahr]	[Euro/Jahr]
2-Personen-Haushalt (Durchschnitt)	3.300	221	+76	-56

[1] Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen (Destatis, 2016e)

[2] Durchschnittliche Netzentgelte 2015 (BNetzA/BKartA, 2016)

[3] Spannbreite der Netzentgelte 2016 (BNetzA, 2016i)

Ein aktueller Gesetzesentwurf zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur[51] beinhaltet die Einführung einheitlicher Übertragungsnetzentgelte. Da die Kosten des Übertragungsnetzes jedoch nur einen geringen Anteil an den Netzentgelten der Letztverbraucher in der Niederspannungsebene ausmachen, wäre die Wirkung für Haushaltskunden mit einer jährlichen Mehrbelastung von bis zu 5 Euro bzw. einer Minderbelastung von bis zu 8 Euro gering. Für Industrie- und Gewerbekunden, die in höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, könnte der Effekt allerdings beträchtlich sein (Möst et al., 2015).

337. Es lässt sich beobachten, dass insbesondere ländliche Regionen, die sich durch eine niedrige Besiedlungsdichte und gleichzeitig hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien auszeichnen, besonders hohe Netzentgelte ausweisen. Tendenziell liegen die Netzentgelte in den neuen Bundesländern höher als in den alten. Zudem ist ein deutliches Stadt-Land-Gefälle zu beobachten. Weitere Ursachen für regional unterschiedliche Netzentgelte sind verbrauchsseitige, strukturelle Faktoren (z. B. Netzanschlüsse je Flächeneinheit) und der Zustand der Netze

[51] Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz – NEMoG). Referentenentwurf vom 04.11.2016.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

bzw. der Zeitpunkt maßgeblicher Netzinvestitionen. So wurde in den Ost-Bundesländern nach der Wende erheblich in die Netze investiert (RAP, 2014, BNetzA, 2015a und Möst et al., 2015).

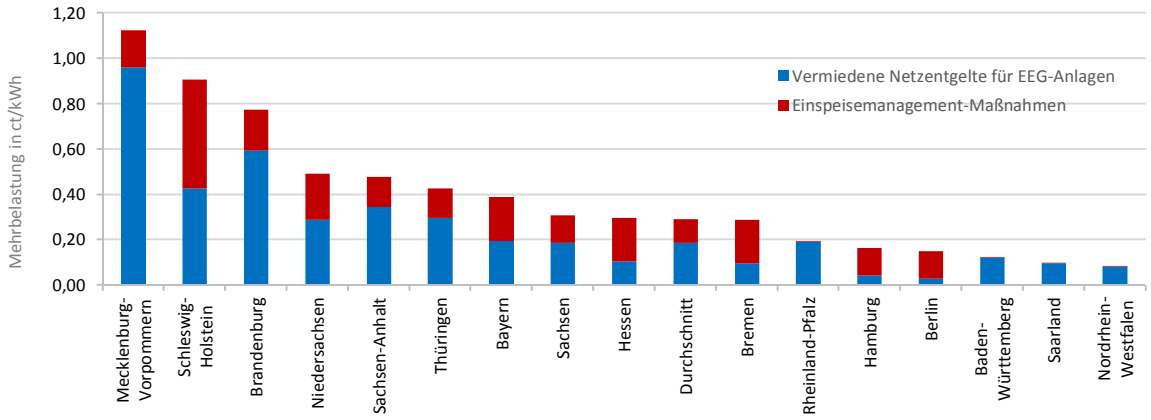
338. Diese Studien nennen auch die Energiewende als Kostentreiber für die regionalen Unterschiede in den Netzentgelten. Mögliche Ursachen sind insbesondere der Ausbau der Netze für die Integration erneuerbarer Erzeugung, aber auch die Entschädigungszahlungen für die Abregelungen erneuerbarer Anlagen und die vermiedenen Netzentgelte der EEG-Anlagen. Während die durch Erneuerbare getriebenen Mehrkosten des Netzausbaus nur schwierig zu quantifizieren sind, soll zumindest näherungsweise versucht werden, die Auswirkungen der Abregelungen und der vermiedenen Netzentgelte auf die Höhe der regionalen Netzentgelte zu quantifizieren. Dazu werden die Mehrkosten je Bundesland ins Verhältnis zum Letztverbrauch gesetzt. Dabei wird der tatsächliche Effekt für den nicht-privilegierten Letztverbrauch noch stark unterschätzt, da nur der gesamte Letztverbrauch je Bundesland bekannt ist.

339. Aufgrund von Netzengpässen regeln die Stromnetzbetreiber immer öfter erneuerbare Anlagen und KWK-Anlagen ab (Einspeisemanagementmaßnahmen). Eine Analyse der Maßnahmen und der Kosten findet sich in Kapitel 6.2. Die Entschädigungszahlungen für die Anlagenbetreiber werden über die Netzentgelte des Netzbetreibers finanziert, in dessen Netzgebiet der Engpass auftritt. Unter Berücksichtigung der verursachergerechten Wälzung über das Übertragungs- und Verteilernetz ergibt sich eine durchschnittliche Mehrbelastung von lediglich 0,11 ct/kWh. Abbildung 30 illustriert aber eine deutliche Verteilungswirkung auf Bundeslandebene. In Schleswig-Holstein ergeben sich Mehrkosten von 0,48 ct/kWh.

340. Im Jahr 2015 fielen 1.547 Mio. Euro vermiedene Netzentgelte durch die Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen an (BNetzA/BKartA, 2016). Die vermiedenen Netzentgelte führen jedoch nicht zu einer tatsächlichen Reduktion der Netzkosten, sondern haben lediglich eine Umverteilungswirkung. Der Netzbetreiber zahlt den dezentralen, konventionellen Anlagenbetreibern sowie den KWK-Anlagenbetreibern die vermiedenen Netzentgelte aus und erhöht dafür die Netzentgelte der Letztverbraucher. Über die Hälfte der vermiedenen Netzentgelte im Jahr 2015 (841,6 Mio. Euro) (ÜNB, 2016a) sind auf die Einspeisung von EEG-geförderten Anlagen zurückzuführen. Im Gegensatz zu konventionellen Erzeugern werden die vermiedenen Netzentgelte allerdings nicht an die Betreiber von EEG-geförderten Anlagen ausgezahlt, denn sie sind bereits in der EEG-Förderung berücksichtigt. Der Netzbetreiber, in dessen Netzgebiet die EEG-geförderte Anlage einspeist, zahlt die vermiedenen Netzentgelte daher an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, der sie als Guthaben auf dem EEG-Umlagekonto verbucht. Die Netzentgeltstudie von RAP (2014) weist bereits auf den Umstand hin, dass damit ein nicht unwesentlicher Anteil der Kosten der EEG-Förderung zu Lasten der Letztverbraucher in Regionen mit hoher regenerativer Einspeisung geht, da die Netzentgelte – im Gegensatz zur EEG-Umlage – nicht überregional umverteilt werden. Die Umverteilungswirkung der vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen in 2015 führte zu einer durchschnittlichen Erhöhung der Netzentgelte um 0,19 ct/kWh. Abbildung 30 verdeutlicht jedoch, wie hoch die Mehrbelastungen regional ausfallen. In Mecklenburg-Vorpommern beträgt die Mehrbelastung 0,96 ct/kWh.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 30: Mehrkosten der vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen und des Einspeisemanagements in ct/kWh nach Bundesländern



Anmerkung: Die tatsächliche Mehrbelastung für den nicht-privilegierten Letztverbrauch wird stark unterschätzt, da nur der gesamte Letztverbrauch je Bundesland bekannt ist.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BNetzA (2016a, 2016l) und Destatis (2016c)

341. Die überschlägigen Untersuchungen legen nahe, dass die regional sehr hohen Netzentgelte in Abbildung 29 zumindest zum Teil auf die vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen und die Entschädigungszahlungen für EEG-Anlagenbetreiber aufgrund von Abregelungen zurückzuführen sind. Damit sind ein Teil der Mehrkosten direkte Folgen der Energiewende und sollten bundesweit gewälzt werden. Die Expertenkommission begrüßt in diesem Zusammenhang den im Strommarktgesetz gefassten Entschluss, die vermiedenen Netzentgelte für Anlagen, die ab dem 01. Januar 2021 neu errichtet werden, zu streichen. Der Zubau an EEG-geförderten Anlagen bis 2020 wird die Problematik allerdings weiter verschärfen. Es wird empfohlen, die bestehende ungleiche regionale Beteiligung an den Kosten der Energiewende über die Netzentgelte detailliert zu untersuchen und zeitnah zu korrigieren. Für eine verursachergerechte Verteilung der EE-getriebenen Mehrkosten des Netzausbaus würde sich neben einer bundesweiten Wälzung auch die Einführung von Netzentgelten für Erzeuger (Entry-Komponente) anbieten (vgl. Kapitel 6.3).

342. Um Verbrauchern zu ermöglichen, flexibel auf Preissignale am Strommarkt reagieren zu können, müssten die Arbeitspreise der Netzentgelte entlastet werden. Dies könnte durch eine Verlagerung hin zu höheren Leistungspreisen erreicht werden. Zusätzlich sollten die Arbeitspreise zeitlich und regional dynamisiert werden. Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) gewährt Letztverbrauchern derzeit in zwei Fällen ein individuelles Netzentgelt:

- Atypische Netznutzung[52] – die individuelle Jahreshöchstlast weicht erheblich von der Jahreshöchstlast aller Entnahmen im Netz ab. Das Netzentgelt darf in diesem Fall um bis zu 80 % reduziert werden.
- Ein Letztverbraucher hat einen hohen jährlichen Verbrauch von mehr als 10 GWh und über 7.000 Benutzungsstunden[53]. Das Netzentgelt darf um bis zu 90 % reduziert werden.

[52] § 19 (2) S. 1 StromNEV.

[53] § 19 (2) S. 2 u. 3 StromNEV. Erhöhen sich die Benutzungsstunden auf mehr als 8.000 Stunden sind sogar 90 % Ermäßigung erlaubt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

343. Auf der Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber[54] werden Jahresabrechnungen zu den individuellen Netzentgelten veröffentlicht. Danach belief sich die Höhe der Vergünstigungen auf über 754 Mio. Euro in 2015 (2014: 685 Mio. Euro). Davon entfielen knapp 40 % auf die atypische Netznutzung und über 60 % auf die hohen Verbräuche (ÜNB 2015, 2016b). Die durch die Gewährung der individuellen Netzentgelte entgangenen Erlöse der Netzbetreiber werden über eine Sonderumlage (§ 19-StromNEV-Umlage) ausgeglichen und auf alle Letztverbraucher umgelegt. Die Umlage für Jahresverbräuche unterhalb von 1 Mio. kWh betrug im Jahr 2015 0,227 ct/kWh. Damit zahlte ein durchschnittlicher Haushalt[55] im Jahr 2015 7,50 Euro für die Gewährung individueller Netzentgelte. Für Jahresverbräuche von mehr als 1 Mio. kWh galt 2015 eine reduzierte Umlage von 0,05 ct/kWh und für stromintensive Unternehmen 0,025 ct/kWh[56] (ÜNB, 2016c).

344. Die individuellen Netzentgelte sollen nach StromNEV dem Beitrag des Letztverbrauchers zur Senkung oder Vermeidung der Netzkosten Rechnung tragen. Die atypische Netznutzung wird aktuell durch einen Netzbezug definiert, der nicht in das vom Netzbetreiber veröffentlichte Hochlastzeitfenster fällt. Theoretisch sollte eine solche atypische Netznutzung zu einer geringeren insgesamt benötigten Netzkapazität führen. Jedoch sollte diese Methodik weiter entwickelt werden (zeitlich höhere Auflösung und dynamische Festlegung der Hochlastzeitfenster), um der zunehmend volatilen Netzeinspeisung gerecht zu werden (vgl. Kapitel 6.3). Während die Argumentation zur Gewährung reduzierter Netzentgelte im Fall der atypischen Netznutzung noch nachvollziehbar ist, ist nicht ersichtlich, wie sich die Reduktion der Netzentgelte für hohe Verbräuche bei gleichzeitig hohen Benutzungsstunden rechtfertigen lässt. Gerade ein hoher gleichmäßiger Verbrauch verursacht einen entsprechend hohen Bedarf an Netzkapazität.

7.6 EEG-Umlage

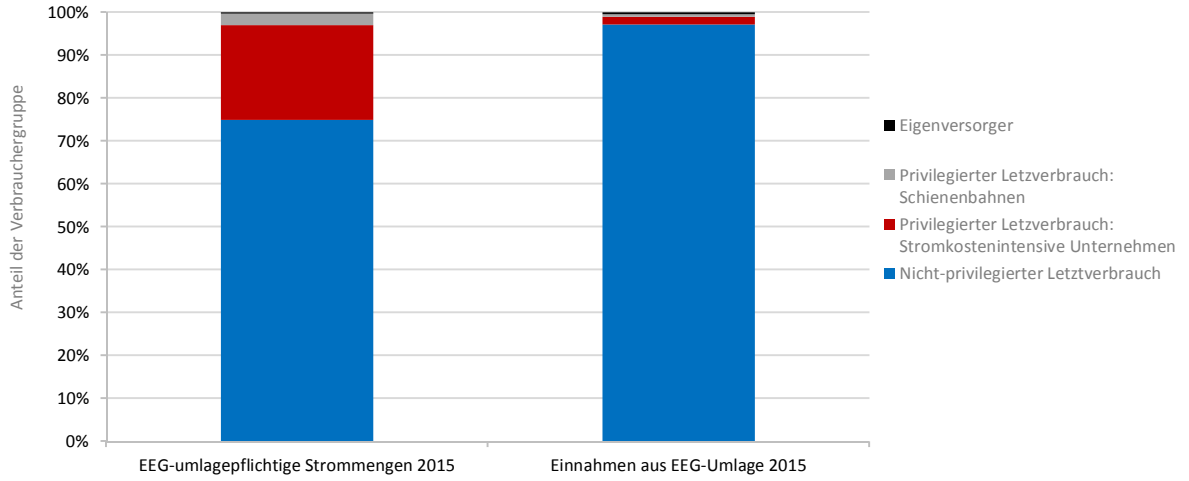
345. Neben den Netzentgelten ist auch die EEG-Umlage ein wesentlicher Kostenbestandteil der Stromkosten für Letztverbraucher. Nach Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber betrugen die Einnahmen aus der EEG-Umlage im Jahr 2015 rund 22 Mrd. Euro bei einer umlagepflichtigen Stromabnahme von 463 TWh (ÜNB, 2016a). Die EEG-Umlage wird bundesweit gewälzt, sodass keine regionalen Verteilungswirkungen zu erwarten sind. Jedoch führt eine Reihe von Ausnahmetatbeständen dazu, dass die Verbrauchergruppen sehr unterschiedliche Anteile der Umlage tragen müssen. Die Abbildung 31 illustriert die Anteile der Verbrauchergruppen am Letztverbrauch und an der gezahlten EEG-Umlage. Nicht-privilegierte Letztverbraucher zahlten eine Umlage in Höhe von 6,17 ct/kWh (ÜNB, 2016a).

[54] https://www.netztransparenz.de/de/umlage_19StromNEV.htm.

[55] Ein durchschnittlicher Haushalt hat einen Jahresverbrauch von 3.300 kWh (Destatis, 2016e).

[56] Im Jahr 2016 stieg die § 19-StromNEV-Umlage für Jahresverbräuche unterhalb von 1 Mio. kWh deutlich auf 0,378 ct/kWh. Für 2017 steigt sie nochmals leicht an auf 0,388 ct/kWh. Die Umlagen für Verbräuche oberhalb von 1 Mio. kWh und energieintensive Unternehmen sind für 2016 und 2017 gleich geblieben (ÜNB, 2016c).

Abbildung 31: Anteil an EEG-umlagepflichtigem Letztverbrauch und gezahlter EEG-Umlage nach Verbrauchergruppen in 2015



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von ÜNB (2016a)

346. Durch die besondere Ausgleichsregelung[57] zahlen stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen auf Antrag eine verminderte EEG-Umlage. Im Jahr 2015 betrug diese durchschnittlich 0,37 ct/kWh für stromkostenintensive Unternehmen und 1,23 ct/kWh für Schienenbahnen. Die Expertenkommission hat bereits in vorangegangenen Stellungnahmen auf den Umstand hingewiesen, dass die Anzahl der privilegierten Unternehmen sowie der privilegierte Letztverbrauch kontinuierlich zunehmen. Bei gleichzeitig steigenden EEG-Differenzkosten steigt somit die EEG-Umlage für den nicht-privilegierten Letztverbrauch übermäßig an. 2015 wurden 2.239 Unternehmen in diese Ausnahmeregel genommen. Sie verbrauchten insgesamt 108 TWh Strom, was einem Anteil von 22 % des gesamten Letztverbrauches entsprach. Die gewährte Entlastung betrug 4,8 Mrd. Euro, was zu einer Erhöhung der allgemeinen EEG-Umlage um 1,38 ct/kWh führte. In den privilegierten Unternehmen waren 2015 rund 720.000 Arbeitnehmer beschäftigt. Dies entspricht 1,6 % aller Erwerbstätigen in Deutschland (BMWi/BAFA 2014, 2015, 2016 und Destatis, 2016a). Aufgrund der Höhe der Entlastung und der verhältnismäßig geringen Anzahl der Beschäftigten, kann die Expertenkommission der Argumentation der Bunderegierung in Kapitel 9.3 nicht in Gänze folgen, die besondere Ausgleichsregelung sei von gesamtwirtschaftlichem Interesse und notwendig für den Erhalt industrieller Arbeitsplätze.

347. Auch die zunehmende Eigenversorgung bewirkt, dass sich die nicht-privilegierte Energiemenge reduziert und damit die EEG-Umlage für die in der öffentlichen Versorgung verbleibenden Verbraucher erhöht. Der genaue Umfang der Eigenversorgung ist unbekannt. Nach Schätzungen (vgl. Kapitel 5.5) liegt der Eigenverbrauch bei der Photovoltaik bei 2 TWh. Angaben zur Eigenversorgung mit anderen erneuerbaren Energien liegen nicht vor. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen haben einen geschätzten Eigenverbrauch von 35 bis 40 TWh (vgl. Kapitel 5.5). Durch die Einführung einer (teils verminderten) EEG-Umlage auf Eigenversorgung im EEG 2014 konnte diesem Effekt bisher nur gering entgegengewirkt werden. Nur ein kleiner Teil der Strommengen in der Eigenversorgung, 2015 waren es 1,6 TWh, sind bisher EEG-umlagepflichtig. Die Beteiligung an den EEG-Differenzkosten liegt nur bei 0,34 % (ÜNB, 2016a) und hat damit nur symbolischen Wert. Die gewährte Entlastung für Eigenversorgung

[57] Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen gemäß §§ 63 ff. EEG 2017.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

betrug geschätzte 2,2 Mrd. Euro. Eine vollumfängliche Beteiligung der Eigenversorgung an den Kosten hätte eine Absenkung der EEG-Umlage um 0,64 ct/kWh bewirkt[58].

348. Die beiden oben genannten Ausnahmetatbestände haben einen merklichen Einfluss auf die Höhe der EEG-Umlage für die nicht-privilegierten Letztverbraucher. Sie sind immer wieder Gegenstand von Diskussionen in den Medien und gefährden somit die Akzeptanz der Energiewende. Im Rahmen einer Neugestaltung der Finanzierung der EEG-Differenzkosten sollten die Verteilungswirkungen adressiert werden. Es wäre beispielsweise denkbar, die Kosten der besonderen Ausgleichsregelung über Steuern zu finanzieren (vorbehaltlich einer rechtlichen Vereinbarkeit).

349. Um Verbrauchern zu ermöglichen, flexibel auf Preissignale am Strommarkt reagieren zu können, müssten die Arbeitspreise für Elektrizität von der EEG-Umlage entlastet werden. Dies könnte zukünftig entweder durch eine

- Integration der EEG-Umlage in die Leistungspreise für die Netznutzung oder in dynamische Netzentgelte (vgl. Kapitel 6.3), oder durch eine
- Umlagen-Finanzierung durch einen proportionalen Zuschlag auf den Großhandelsstrompreis, wodurch die Höhe der Umlagen zeitlich dynamisiert würde, analog der Mehrwertsteuer, erreicht werden. Nach dem Impulspapier Strom 2030 scheint das BMWi dieses Modell zu präferieren.

Alternativ wäre die Finanzierung der EEG-Differenzkosten auch außerhalb des Strommarkts möglich, z. B. über eine CO_2-Abgabe oder einen Zuschlag auf die bereits vorhandene Energiesteuer auf fossile Energien (vgl. Kapitel 2).

7.7 Effekte der Preisänderung bei heterogenen Haushalten

350. Ausgehend von dieser Gesamtbetrachtung der aggregierten Letztverbraucherausgaben bzw. von bereichsübergreifenden Aspekten werden im Folgenden die Belastungswirkungen in den einzelnen Sektoren thematisiert. Im Haushaltssektor soll zunächst auf die unterschiedliche Kostenbelastung durch Energie bei armen und reichen Haushalten eingegangen werden. Auch wenn die fossilen Brennstoffpreise aktuell vergleichsweise niedrig sind, stimmt die Expertenkommission mit der Aussage im Monitoring-Bericht überein, dass die Kostenbelastung durch Energie für bestimmte Haushaltsgruppen weiterhin eine Herausforderung darstellt (vgl. Kapitel 9.1 in BMWi, 2016a). So ist der Haushalts-Strompreis auch in jüngster Zeit kontinuierlich gestiegen. Betrug dieser im Jahr 2010 noch 24 ct/kWh, lag der Preis 2015 schon bei 29 ct/kWh. Der Anstieg der Haushalts-Strompreise ist vorwiegend auf die deutsche Energiepolitik bzw. auf den Fördermechanismus für erneuerbare Energien und weitere Umlagetatbestände zurückzuführen. Gleichzeitig sind Haushalte bezüglich ihres zur Verfügung stehenden Einkommens sehr heterogen. Für einkommensschwache Haushalte haben Strompreissteigerungen teils starke Effekte auf ihre ökonomische Situation. Nachfolgend sollen die Wohlfahrts- und Anpassungseffekte von Strompreisänderungen noch einmal herausgearbeitet werden.

351. In einem ersten Schritt wird die optimale Wahl des Stromkonsums eines Haushalts betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass die Haushalte kurzfristig ihre Ausstattung mit Stromverbrauchern (Kühlschrank, Herd, Beleuchtung, Waschmaschine, Fernsehgerät etc.) unverändert lassen, d. h. es finden keine Investitionen in neue Haushaltsgeräte etc. statt. Ferner verwenden alle Haushalte das ihnen zur Verfügung stehende Einkommen für ein aus ihrer Sicht optimales Konsumportfolio. Strom ist hier nur ein Produkt von vielen. Ein Anstieg des Strompreises ist dann für die Haushalte (unabhängig vom Einkommen) immer mit einem Wohlfahrtsverlust verbunden.

[58] Eigene Berechnungen auf Basis der genannten Daten zur Eigenversorgung.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Trotz kurzfristig möglicher Anpassungen hinsichtlich ihres Konsumportfolios, sind die Haushalte nicht in der Lage, den Strompreisanstieg auszugleichen. Die Preiserhöhung entzieht den Haushalten Einkommen und zwar umso stärker, je mehr der entsprechende Haushalt Strom verbraucht. Letztlich werden alle Haushalte ärmer. Für ärmere Haushalte stellt dies natürlich eine größere Belastung dar. Empirische Evidenz zeigt zudem, dass beim Konsum von Strom nur eine geringe Preiselastizität (die Autoren Espey und Espey (2004) gehen von einem Wert von -0,35 für Deutschland aus) sowie eine geringe Einkommenselastizität der Nachfrage (0,1 nach Narayan et al., 2007) existieren. Das bedeutet, der Konsum von Strom reagiert relativ schwach auf Veränderungen des Preises bzw. des Einkommens und zeigt damit einen vergleichsweise hohen „Fixbedarf“ mit geringer Substitutionstätigkeit in der kurzen Frist.

352. Worin bestehen nun die entscheidenden Unterschiede zwischen einkommensschwachen und einkommensstarken Haushalten? Wohlfahrtsverluste ergeben sich aus dem durch die Strompreissteigerung marginal entzogenen Nutzen des Einkommens multipliziert mit dem ursprünglichen Stromkonsum. Da Haushalte mit geringem Einkommen einen höheren Grenznutzen des Einkommens besitzen, ist bei Strompreisanstiegen auch ihr Wohlfahrtsverlust größer als bei einkommensstärkeren Haushalten. Hinsichtlich der Preiselastizitäten wurden für Haushalte in der Grundsicherung zudem Werte unterhalb des Mittels für Deutschland ermittelt (- 0,08 bis - 0,17 vs. - 0,35 im Durchschnitt (Aigeltinger et al., 2015)). Haushalte in der Grundsicherung zeigen also eine geringere Reaktion auf Strompreise als der Schnitt. Dies erscheint plausibel, zumal geringe Preiselastizitäten der Nachfrage nach Grundgütern nachgewiesen werden konnten (Kohn und Missong, 2003). Eine Absenkung des Stromkonsums bei Strompreissteigerungen ist somit für diese Bevölkerungsgruppe relativ schwierig. In einer ebenfalls aktuellen Studie wird gezeigt, dass die Haushalte sich auch hinsichtlich der Einkommenselastizitäten der Stromnachfrage unterscheiden (Schulte und Heindl, 2016). Die Autoren ermittelten z. B. bei den 25 % einkommensstärksten Single-Haushalten (ohne Kinder) eine Einkommenselastizität von 0,45 gegenüber einer Einkommenselastizität von 0,25 bei den 25 % einkommensschwächsten Haushalten. Ein weiterer Aspekt, der bisher wenig Aufmerksamkeit in der öffentlichen Diskussion findet, ist, dass reichere Haushalte auch mit energieeffizienteren Geräten ausgestattet sind als arme. Bei gleichem Energieverbrauch können reiche Haushalte mehr Energiedienstleistungen konsumieren. In diesem Fall wird die Differenz in der Wohlfahrtswirkung zwischen armen und reichen Haushalten noch verstärkt.

353. Langfristig werden die Haushalte jedoch auch ihre Geräteausstattung anpassen (z. B. Kauf eines energieeffizienteren Kühlschranks). Auch in der langfristigen Betrachtung ergibt sich der Wohlfahrtsverlust aus dem Grenznutzen des Einkommens multipliziert mit dem ursprünglichen Stromkonsum. Ist der Haushalt allerdings grundsätzlich nicht in der Lage, solche Anpassungen vorzunehmen, z. B. weil diesem das Geld fehlt, so ergibt sich ein zusätzlicher Wohlfahrtsverlust. Geringere Preis- und Einkommenselastizitäten sowie eingeschränkte Anpassungsspielräume bei Stromverbrauchern sind gute Gründe, das Problem tiefer zu analysieren.

354. Einen Sonderfall stellen Haushalte dar, die von Stromsperren betroffen sind. Ab einem Zahlungsrückstand von 100 Euro sind Stromversorger berechtigt, diese zunächst anzudrohen und nach Ankündigung und mit Frist von vier Wochen auch in Auftrag zu geben. Nach Informationen der Bundesnetzagentur wurden im Jahr 2014 bei ca. 0,8 % der Haushaltskunden in Deutschland Stromsperren angewendet mit leicht steigender Tendenz in den vergangenen Jahren (BNetzA/BKartA, 2015). Dabei ist auch festzustellen, dass ein vergleichsweise niedriges Nettoäquivalenzeinkommen zwar ein charakteristisches Merkmal für das Auftreten von Stromsperren ist, es aber das Auftreten nicht determiniert, d. h. ein großer Teil der Haushalte mit geringen Einkommen ist nicht von Stromsperren betroffen. Theoretische Überlegungen und empirische Forschung und Erfahrung aus der Praxis weisen darauf hin, dass Stromsperren aus der Überschneidung mehrerer Problemlagen herrühren (z. B. geringe Finanz- und Planungskompetenz, bestehende Schulden, (sehr) schlechte Energieeffizienz oder kritische Lebensereignisse). Neben energiepreisbezogenen Instrumenten gibt es auch noch weitere Instrumente, die ergriffen werden können, um dem Problem entgegenzuwirken. Dazu zählen beispielsweise die Stärkung von energiebezogenen

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Beratungsangeboten für sozial schwache Haushalte oder eine Konkretisierung des Mahnverfahrens. Letzteres sollte zum Ziel haben, den Konsumenten die Konsequenzen des Zahlungsrückstands einfach und leicht nachvollziehbar aufzuzeigen. Auf freiwilliger Basis sollten Verweise auf mögliche Beratungs- bzw. Hilfsangebote von Seiten der Grundversorger im Falle eines Mahnverfahrens gestärkt werden (Heindl und Löschel, 2016).

355. Die oben angestellten Überlegungen gelten in ähnlicher Weise auch für Energiepreissteigerungen abseits von Strom. Wie die Expertenkommission in ihrer letzten Stellungnahme darstellte (vgl. Kapitel 8 in EWK, 2015), lagen die Erlöse des Wärmeabsatzes in Haushalten im Jahr 2013 bei 36 Mrd. Euro. Hinzu kamen weitere 84 Mrd. Euro Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr, die auch zum großen Teil von Haushalten getragen werden. Die Ausgaben für Wärme und Mobilität übertreffen also teilweise die Ausgaben für Strom, spielen also im Haushaltsbudget von Verbrauchern eine deutlich größere Rolle als Strom. Gerade im Winter ist Wärme ein Grundbedürfnis bzw. dient dem Erhalt der Gesundheit. Die Armutsdiskussion sollte daher nicht nur auf den Strombereich beschränkt bleiben, sondern könnte v. a. im Wärmebereich sogar relevanter sein. Aufgrund der derzeit fehlenden Daten und bestehenden Wissenslücken empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung Ursachen und Wirkungszusammenhänge von Energiearmut und Energiepreissteigerungen in allen Sektoren (Strom, Wärme und Mobilität) eingehender zu untersuchen.

7.8 Energiestückkosten

356. In diesem abschließenden Abschnitt des Kapitels zur Preiswürdigkeit werden die Belastungswirkungen im Unternehmenssektor bzw. die Energiestückkosten aufgegriffen. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung äußert sich relativ kritisch zu der Energiekostenbelastung in der deutschen Industrie. Die Expertenkommission kam in ihren vergangenen Stellungnahmen zu dem Schluss, dass die Energiekostenbelastung generell, gerade mit Blick auf europäische bzw. internationale Wettbewerber, aktuell nicht als kritisch eingestuft werden kann. Aussagen, die von Entlastungsregelungen als *„unverzichtbarem Beitrag“* zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland sprechen (vgl. u. a. Kapitel 9.3 in BMWi, 2016a), sollten daher differenzierter getroffen werden. Die Internationalisierung hat in den vergangenen Jahren zu einer größeren Verflechtung der globalen Wertschöpfungsketten beigetragen. In diesem Zusammenhang wird der *„Erhalt geschlossener Wertschöpfungsketten“* angestrebt (vgl. Kapitel 9.3 in BMWi, 2016a). Dabei ist jedoch nicht unmittelbar einleuchtend, warum geschlossene Wertschöpfungsketten überlegene Charakteristika hätten und warum *„gerade die energieintensiven Industrien“* eine Voraussetzung für den Erhalt geschlossener Wertschöpfungsketten darstellen. Ferner steht für die Bundesregierung fest, dass *„die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie nicht gefährdet werden darf“*. Es wird davon ausgegangen, dass wenn die Besondere Ausgleichsregelung abgeschafft werden würde, Unternehmen Maßnahmen *„wie etwa Standortverlagerungen zur Vermeidung der EEG-Kosten“* (vgl. Kapitel 9.3 in BMWi, 2016a) ergreifen würden. Der Monitoring-Bericht formuliert an dieser Stelle Argumente, die von Interessensgruppen gerne aufgenommen werden, um Druck auf die Bundesregierung und die Energiewende auszuüben. Die Gefahr der Abwanderung besteht zwar perspektivisch durchaus immer. Aktuelle empirische Belege energiepolitisch getriebener Abwanderung finden sich dafür aber kaum (Martin et al., 2014, 2016).

357. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung werden auch Aussagen zum Energiestückkosten-Indikator selbst getroffen, die zu kommentieren sind. Demnach sei die *„Aussagekraft zur Kostenbelastung der Unternehmen und zur Wettbewerbsfähigkeit […] nicht unumstritten“.* Kritisiert wird u. a., dass *„indirekte Kosten und Wirkungszusammenhänge unberücksichtigt bleiben. In der Debatte um Energiekosten spielten diese aber eine wichtige Rolle.“* (vgl. Kapitel 9.3 in BMWi, 2016a).

- Dazu soll zunächst vorausgeschickt werden, dass die Energiestückkosten in der Debatte um die Belastung von deutschen Industrien mit Energiekosten Transparenz auf breiter Basis geschaffen hat, die es vor der

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Stellungnahme zum Berichtsjahr 2013 (vgl. Kapitel 11 in EWK, 2014a) nicht gab. Deutsche Industrien können in ihrer Kostenbelastung mit ausländischen Industrien verglichen werden und auch zwischen den verschiedenen Industrien in Deutschland sind Vergleiche möglich. Für die meisten Unternehmen besitzen die Energiestückkosten eine große Aussagekraft. Die Einschränkung, dass (direkte) Energiestückkosten die indirekten Kosten nicht berücksichtigen, wurde in der vergangenen Stellungnahme ausführlich adressiert und der Indikator zu den „Totalen Energiestückkosten“ entsprechend erweitert (vgl. Kapitel 8.4 in EWK, 2015, Löschel et al., 2015 und Kaltenegger et al., im Erscheinen). Grund hierfür war, dass indirekte Energiekosten wichtige Informationen liefern, die es zu berücksichtigen gilt. Es ist die Differenz der totalen Energiekosten, welche mit Blick auf die internationale (energiebezogene) Wettbewerbsfähigkeit von Bedeutung ist. Die Belastung durch Energiekosten kann demnach nur umfassend beurteilt werden, wenn direkte und indirekte Kosten berücksichtigt werden. Nationale politische Entscheidungsträger neigen dazu, entweder nur direkte Energiepreise oder Energiekosten zu berücksichtigen, da diese leichter zu ermitteln, eingängiger bei Wettbewerbsdebatten zu erklären und leichter beeinflussbar sind. Je höher aber die totale Energiekostenbelastung ausfällt, je kleiner ist der Handlungsspielraum für nationale politische Entscheidungsträger hinsichtlich ihrer Politikmaßnahmen, welche (lediglich) an den direkten Energiekosten ansetzen. Auch der Entscheidungsspielraum von Entscheidern in Unternehmen wird mit größerer indirekter Last kleiner, denn auch das Potential für Energieeffizienzmaßnahmen in Unternehmen ist nicht beliebig groß.

- Hinsichtlich der Wirkungszusammenhänge wurden in der vergangenen Stellungnahme ebenfalls die Komponenten und Einflussfaktoren der Energiestückkosten breit diskutiert (vgl. Kapitel 8.4 in EWK, 2015). Mit Hilfe einer Dekomposition wurden wichtige Treiber der Energiestückkosten am Beispiel der Chemieindustrie und der Metallindustrie dargestellt. Die zentralen Wirkungszusammenhänge sind im Energiestückkostenindikator erfasst. Wie für alle Indikatoren gilt: Weitergehende Analysen zu Wirkungszusammenhängen und insbesondere der Frage des Ursache-Wirkungs-Zusammenhangs sind weitergehenden empirischen Analysen vorbehalten. Der Indikator der Energiestückkosten beschreibt – wie ausführlich in den Stellungnahmen der Expertenkommission dargelegt – auch besser als alternative Indikatoren wie die Höhe der Energiepreise, die EEG-Umlage oder die Summe aus EEG-Umlage und Erzeugungskosten etc. die Auswirkungen der Energiepolitik auf die Kostensituation der Unternehmen.

358. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung geht insgesamt nur sehr knapp auf die Entwicklung der Energiestückkosten ein. Eine quantitative Betrachtung erfolgt lediglich für den Zeitraum zwischen 2013 und 2014 und für die Industrie insgesamt und nicht nach Sektoren differenziert. Dies mag u. a. daran liegen, dass aktuell kein international vergleichbarer Energiestückkostenindikator für die letzten Jahre existiert. Nachfolgend wird ein entsprechender Berechnungsrahmen vorgestellt.

Fortschreibung des Energiestückkostenindikators am aktuellen Rand

359. Seit der erstmaligen Anwendung des Indikators der Energiestückkosten, d. h. seit der Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung, greift die Expertenkommission auf die WIOD (World Input-Output Database; Timmer et al., 2015) als Datenbasis für ihre Berechnungen zu. Die Datenbank, erstmals veröffentlicht im Jahr 2013, hat den Nachteil, dass sie nicht regelmäßig aktualisiert wird. Dies führte dazu, dass ab Berichtsjahr 2011, das letzte verfügbare Berichtsjahr in der Datenbank, die Lücke zum aktuellen Jahr immer größer wurde. Im November 2016 wurde nun die WIOD Datenbank aktualisiert und sogar erweitert. Statt ursprünglich 40 sind nun 43 Länder in der Datenbank (28 EU Länder und 15 weitere wichtige Länder) und statt ursprünglich 35 Sektoren wurde die Datenblattstruktur auf 56 Sektoren erweitert. Zeitreihen stehen jetzt für die Periode von 2000 bis 2014 zur Verfügung. Leider gingen mit der Umstellung auf die aktuellere Systematik der Wirtschaftszweige (ISIC Rev.°4) Details bei der darstellbaren Energieträgerstruktur verloren. Waren ursprünglich (kurz gesprochen) die vier Energieträgergruppen „Steinkohle und Braunkohle“, „Rohöl und Erdgas“, „Koks und raffinierte

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Mineralölerzeugnisse“ und „Elektrizität, Gas und Fernwärme“ unterscheidbar, stehen nach der Aktualisierung lediglich noch die beiden letztgenannten Kategorien zur Verfügung. Da die WIOD Datenbank voraussichtlich auch zukünftig, wenn überhaupt, nur unregelmäßig fortgeschrieben werden wird, soll ein Berechnungsrahmen erarbeitet werden, der eine Fortschreibung des Indikators sicherstellt. Dieser soll im Sinne eines Umweltökonomischen Gesamtrechnungsansatzes entwickelt werden, welcher mit den verfügbaren amtlichen statistischen Tabellen (also auch mit den Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen und ihren Input-Output-Tabellen) kompatibel ist. Der Zeitraum ab Berichtsjahr 2008 soll abgedeckt werden, da zu diesem Zeitpunkt ein Umstieg in der Wirtschaftszweig-Systematik erfolgte.

360. Für die Konstruktion des Indikators bedarf es zunächst der Mengenangaben für den Energieverbrauch nach Wirtschaftszweigen und Energieträgern. Die erste Wahl wären die Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen zur Verwendung von Energie nach Energieträgern und Produktionsbereichen (Destatis, 2016f). Diese unterscheiden ca. 60 Wirtschaftssektoren (einschließlich private Haushalte) und 17 Energieträger. Die Tabellen berücksichtigen den sektoralen Energieverbrauch durch Eigenerzeugung und stellen zusätzlich eine Zurechnung der Umwandlungsverluste und des Eigenverbrauchs der Kraftwerke auf den Endverbraucher zur Verfügung. Leider existiert diese Rechnung momentan lediglich für Deutschland und nicht auf internationaler Ebene. Daher wären sie für die Konstruktion eines rein nationalen Indikators ein sehr guter Ansatzpunkt, aber für die Konstruktion eines international vergleichbaren Indikators bleiben aktuell nur die Energiebilanzen der Länder als Ausgangsbasis – bis Eurostat die oben erwähnten und geeigneteren „Physical Energy Flow Accounts (PEFA)“ für alle EU28-Mitgliedsstaaten zur Verfügung stellt. Die Eurostat-Energiebilanzen liefern sehr detaillierte Daten zu Energieträgern (ca. 60 Energieträger) und liegen regelmäßig für alle EU28-Mitgliedstaaten vor (aktuell bis einschließlich Berichtsjahr 2014). Sie haben aber den Nachteil, dass lediglich 13 industrielle Wirtschaftszweige dargestellt werden (zuzüglich private Haushalte, Verkehr und Sonstige) und Eigenerzeugung, Umwandlungsverluste und Eigenverbrauch der Kraftwerke nur in Summe bekannt sind, nicht auf sektoraler Ebene. Diese Einschränkung ist bei der Interpretation der Ergebnisse aktuell zu berücksichtigen.

361. Des Weiteren sind Preisangaben (Verbraucherpreise) für die verschiedenen Energieträger erforderlich. Dazu werden die länderspezifischen Eurostat-Angaben für Strom, Erdgas, Benzin, Diesel, Heizöl und Flüssiggas genutzt. Hinzu treten EU-weite Angaben für wichtige Energieträger (insbesondere Anthrazit und Rohöl) aus weiteren öffentlichen Quellen (insbesondere Weltbank und IEA). Für die meisten anderen der insgesamt ca. 60 Energieträger der Eurostat-Energiebilanzen können mit obigen Angaben und mit Hilfe der UN Comtrade Datenbank über Import-/Export-Angaben implizite Preise berechnet werden. Aktuell werden dazu lediglich EU-weite Verhältnisse zwischen den Hauptenergieträgern (z. B. Anthrazit) und den Nebenprodukten (z. B. Steinkohlenbriketts) herangezogen.

362. Angaben zur sektoralen Wertschöpfung für die EU28-Mitgliedsstaaten finden sich in den Eurostat-Tabellen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Bei den Mengenangaben für den Energieverbrauch nach Wirtschaftszweigen und Energieträgern ergeben sich in der Regel keine Lücken in den Zeitreihen. Bei den Preis-Zeitreihen werden fehlende nationale Angaben entweder mit EU28-Veränderungsraten fortgeschrieben oder (bei vollständigem Fehlen) mit EU28-Angaben ersetzt. Für die Fortschreibung am aktuellen Rand werden Wertschöpfung (liegen auf gewünschter Gliederungstiefe nur bis Berichtsjahr 2014 vor) und Mengenangaben (ebenfalls nur bis 2014) mit Hilfe von sektoralen Produktionsindizes fortgeschrieben. Bei den Preisangaben ist eine Fortschreibung für die wichtigsten Energieträger entbehrlich, da Preisangaben in der Regel auch bis 2016 vorliegen. Bei den Energieträgern aus der UN Comtrade Datenbank wird mit Hilfe der Verhältniszahlen aus dem Vorjahr und der aktuellen Preisentwicklung bei den wichtigsten Energieträgern fortgeschrieben. Die fortgeschriebenen Werte werden ersetzt und die restliche Fortschreibung überarbeitet, sobald neue amtliche Werte vorliegen.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

363. Die Matrizen aus Mengenangaben (nach EU28-Ländern, Wirtschaftszweigen, Energieträgern und Jahren), Preisen (nach EU28-Ländern, Energieträgern und Jahren) und Wertschöpfung (nach EU28-Ländern, Wirtschaftszweigen und Jahren) müssen in das bestehende System der Eurostat Input-Output-Tabellen (nach EU28-Ländern, Wirtschaftszweigen, CPA-Gruppen[59] und Jahren) integriert werden.

- Dazu bedarf es Korrespondenztabellen zwischen den Energieträgern und den CPA-Gruppen. Die entscheidenden CPA-Gruppen in den Eurostat-Input-Output-Tabellen sind „B: Bergbauerzeugnisse; Steine und Erden“, „19: Kokereierzeugnisse und Mineralölerzeugnisse“, „20: Chemische Erzeugnisse“ und „D: Energie und Dienstleistungen der Energieversorgung“. Beispielsweise können der CPA-Gruppe „B: Bergbauerzeugnisse; Steine und Erden“ die Energieträger Anthrazit, Kokskohle, bituminöse Kohle, subbituminöse Kohle, Braunkohle, Rohöl (ohne NGL), Erdgaskondensate (NGL), Ölschiefer und bituminöse Sande, Naturgas und Torf zugeordnet werden.
- Eine wichtige Nebenbedingung lautet, dass die Kosten (Mengenangaben mal Preisangaben) der Energieträger in einer CPA-Gruppe in Summe nicht den Wert der CPA-Kategorie selbst überschreiten dürfen. Hinzu tritt eine weitere Bedingung: Die Kosten aller Energieträger (in allen CPA-Gruppen) sollen den Energiekosten insgesamt in der Strukturellen Unternehmensstatistik von Eurostat entsprechen (liegen nach EU28-Ländern, Wirtschaftszweigen und Jahren vor).
- Beim Harmonisierungsprozess muss es zu einer Abstimmung zwischen Bottom-up-Angaben (detaillierte Mengenangaben und – weniger detaillierte – Preisangaben) und Top-down-Angaben (Werte in den Input-Output-Tabellen und der Strukturellen Unternehmensstatistiken) kommen. Dazu werden die Mengen-Angaben sowie die Top-down-Angaben unverändert gelassen, die Preise jedoch angepasst. Dies stimmt mit der Tatsache überein, dass Preisangaben gerade in einem geringeren Detailgrad vorliegen. Durch den Abstimmungsprozess ergibt sich eine länderspezifische und sektorspezifische Differenzierung der Preise, die auch die unterschiedliche Preissituation (aufgrund unterschiedlicher Abnahmemengen, Vertragskonstellationen etc.) im Idealfall berücksichtigt. Die Güte der Preisangaben ist umso besser, je besser die Situation bei den Top-down-Angaben und den Bottom-up-Mengenangaben ist.
- Die neue Methode stellt somit auf sektorale Durchschnittspreise ab. Innerhalb der Sektoren können Preise bei unterschiedlichen Unternehmen natürlich unterschiedlich ausfallen. Beispielsweise sind Elektrizitätspreise zwischen einzelnen Kundengruppen und Elektrizitätsanwendungen heterogen und außerdem durch diverse Sonderregelungen zugunsten bestimmter Kundengruppen reduziert.

364. Die Methodik hat zwei bedeutsame Limitationen, die es anzusprechen gilt. Wie beschrieben werden die wichtigen Einflussgrößen Eigenerzeugung, Umwandlungsverluste und Eigenverbrauch des Kraftwerksparks nur unbefriedigend berücksichtigt. Auch die sektorale Gliederung ist derzeit mit ca. einem Dutzend Industrien relativ grob. Diese Limitation wird jedoch in dem Moment überwunden, wenn auf Eurostat-Ebene PEFA-Tabellen für alle EU28-Mitgliedsstaaten ausgewiesen werden. Eine zweite Limitation betrifft die Preisangaben. Zwar kommt es durch den Harmonisierungsprozess zwischen Bottom-up- und Top-down-Angaben zu einer regionalen und sektoralen Ausdifferenzierung der Preise, die Ergebnisse können aber verbessert werden, wenn mit genaueren Ausgangspreisen der Harmonisierungsprozess gestartet wird. Darauf sollte ein Augenmerk gelegt werden. Zudem würde die Qualität der Ergebnisse weiter verbessert werden, wenn klar wäre, wie hoch der Wert der nichtenergetischen Produkte in den einzelnen CPA-Kategorien ist. Momentan lautet die entscheidende Nebenbedingung nur, dass die Kosten (Mengenangaben mal Preisangaben) der Energieträger in einer CPA-Gruppe in Summe

[59] Statistische Güterklassifikation in Verbindung mit den Wirtschaftszweigen in der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

nicht den Wert der CPA-Kategorie selbst überschreiten sollten. Durch zusätzliche Angaben zu den nicht-energetischen Produkten in den CPA-Kategorien, könnte errechnet werden, wie deutlich sie unter der Grenze bleiben müssten. Auch der Umgang mit statistischen Differenzen zwischen den Datenquellen ist zu verbessern.

365. Die Methodik hat aber auch bedeutsame Stärken: Zunächst einmal ist es mit diesem Berechnungsrahmen möglich, international und intersektoral Energiestückkosten mit hoher Aktualität zu generieren. Das ist eine wesentliche Verbesserung gegenüber der WIOD Datenbank, da diese wahrscheinlich auch in Zukunft nur unregelmäßig aktualisiert wird. Sobald neue amtliche Ergebnisse vorliegen, werden die ursprünglich fortgeschriebenen Werte ersetzt und die Fortschreibung für die Lücke bis zum aktuellen Rand überarbeitet. Die WIOD Datenbank kann zur Ergänzung weiterhin als wichtige Quelle genutzt werden insbesondere für Länder außerhalb der EU28. Einen weiteren wesentlichen Vorteil gegenüber der WIOD Datenbank stellt die Tatsache dar, dass grundsätzlich detaillierte Preis-Mengen-Kombinationen (für 28 EU-Länder, 13 Sektoren, ca. 60 Energieträger, Zeitreihe ab Berichtsjahr 2008) zur Verfügung stehen. Die WIOD Datenbank lieferte ursprünglich nur 4 Energieträger (jedoch 40 Länder, 35 Sektoren und Jahre 1995-2011), deren Kosten insgesamt bekannt waren, und deren Preise nur implizit errechnet werden konnten. Der Detailgrad bei den Energieträgern hat sich durch die Aktualisierung der WIOD Datenbank im November 2016, wie oben beschrieben, leider zusätzlich verschlechtert. Eine weitere wesentliche Stärke des gezeigten Ansatzes ist die Passfähigkeit zum System der Volkswirtschaftlichen bzw. Umweltökonomischen Gesamtrechnungen. In wichtigen Aggregationsstufen des Datenmodells stimmen die Werte exakt mit den in der europäischen amtlichen Statistik veröffentlichen Werten überein (alle Mengenangaben in den Energiebilanzen, Energiekosten in der Strukturellen Unternehmensstatistik) oder sind damit kongruent (CPA-Kategorien in den Input-Output-Tabellen). Darüber hinaus ist der Berechnungsrahmen flexibel anpassbar, sobald z. B. das Eurostat-PEFA-Modul mit detaillierteren sektoralen Mengenangaben zur Verfügung steht oder wenn detaillierte Preise ermittelt und eingepflegt werden können. Diese Daten liefern dadurch besseres Ausgangsmaterial für den Harmonisierungsprozess zwischen Top-down- und Bottom-up-Angaben.

366. Werden die Berechnungen wie oben beschrieben durchgeführt, ergeben sich folgende Ergebnisse (vgl. Abbildung 32): Im Zeitraum zwischen 2008 und 2013, dem letzten Jahr mit amtlich verfügbaren Daten zu Energiekosten in der Eurostat-Datenbank, reduzierte sich die Stückkostenbelastung (für Energieträger insgesamt) im deutschen Verarbeitenden Gewerbe[60] um 3 % von 7,8 % auf 7,6 %. Auf europäischer Ebene ergab sich im selben Zeitraum eine Reduktion um 11 % von 9,2 % auf 8,2 %. Die Stückkostenbelastung bleibt damit weiterhin in Deutschland knapp niedriger als im europäischen Durchschnitt.

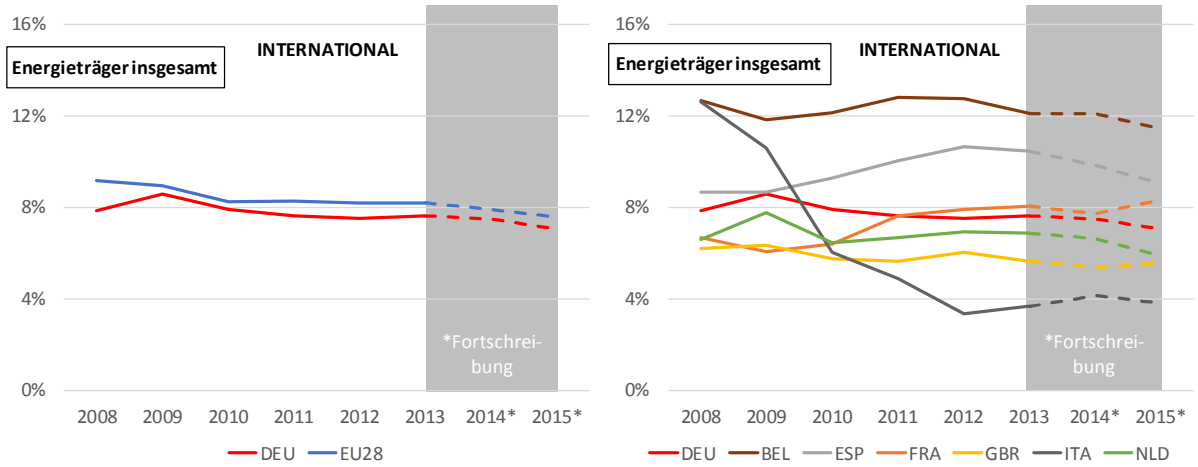
367. Für den Zeitraum 2013 bis 2015 wurde zudem die oben beschriebene Fortschreibung auf Basis aktueller Preise und extrapolierter Verbrauchsmengen durchgeführt. Hier zeigt sich der Wert der Fortschreibung, denn in den letzten zwei Jahren ergab sich eine zusätzliche Abwärtsdynamik. Die Energiestückkosten in Deutschland und in Europa nahmen allein in diesen zwei Jahren um 7,2 % bzw. 7,7 % ab. Der oben diskutierte Preisverfall bei den fossilen Brennstoffen (vgl. Kapitel 1.4) führte zu deutlichen Entlastungswirkungen in der Industrie. Dadurch eröffnen sich für die Firmen finanzielle Spielräume, ggf. sogar für Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen. Denkbar sind aber auch Rebound-Effekte durch einen geringeren Energiekostendruck.

368. Ein Blick auf wichtige europäische Länder im Einzelnen zeigt, dass die Entwicklung unterschiedlich ausfiel (vgl. Abbildung 32). In Frankreich und Spanien nahmen die Belastungen über die Jahre tendenziell zu, während in Belgien oder Großbritannien ebenfalls ein Rückgang der Energiestückkosten zu beobachten war. Ein überraschend deutlicher Rückgang war in Italien zu verzeichnen. Dies ist der schlechten konjunkturellen Lage geschuldet. Während in Deutschland die Bruttowertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe zwischen 2008 und 2013

[60] Einschließlich Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, ohne Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, ohne Raffinerien.

um 9 % zunahm, ging diese in Italien um 11 % zurück. Die italienische Energiekostenbelastung reduzierte sich überproportional und führte damit zu sinkenden Stückkosten. Bereits in der letzten Stellungnahme wurde das Phänomen dokumentiert, dass bei wirtschaftlichem Abschwung in der Regel die Energiekosten stärker zurückgehen als die Wertschöpfung.

Abbildung 32: Internationale Energiestückkosten (total) in Deutschland, EU sowie in ausgewählten EU-Ländern 2008-2015



Quelle: Eigene Berechnungen

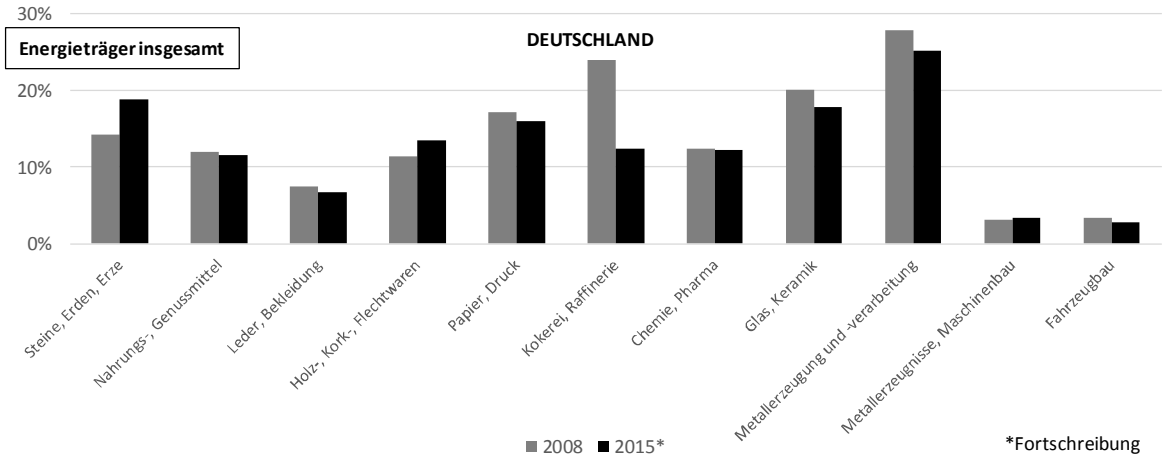
369. Trotz des zuletzt deutlichen Rückgangs der Energiekostenbelastung im deutschen Verarbeitenden Gewerbe, entwickelten sich die unterschiedlichen Sektoren uneinheitlich (vgl. Abbildung 33). Zwar gingen die Energiestückkosten zwischen 2008 und 2015, dem kompletten Zeitraum für unsere Berechnungen, in den meisten Fällen zurück. Es finden sich aber auch Sektoren, in denen die Energiekostenbelastung zunahm. Dies ist der Fall für den Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, für die Holzindustrie und in Summe für die Sektoren der Metallerzeugnisse, der Datenverarbeitungsgeräte, der elektrischen Ausrüstungen und Maschinenbau. Am auffälligsten ist der Rückgang bei den Raffinerien, die in die Abbildung 33 extra aufgenommen wurden. Hier wird auf Grundlage der Fortschreibung geschätzt, dass die Stückkosten von 24 % im Jahr 2008 auf 12 % im Jahr 2015 zurückgegangen sind. Darin wird der Effekt deutlich, den der für die Raffinerien wichtige Inputfaktor Rohöl besitzt. Der Rohölpreis stieg zunächst von 2008 bis 2011/2012 um ca. 15 % an und fiel dann bis 2015 um fast 50 % (gegenüber 2008). Dies hat entsprechende Auswirkungen auf die Energiekostenbelastung.

370. Die energieträgerspezifischen Energiestückkosten sind in Abbildung 34 als Indizes für den Zeitraum zwischen 2011 und 2015 dargestellt. Das Berichtsjahr 2011 wurde für diese Betrachtung als Basisjahr gewählt, weil dies das letzte Jahr ist, welches in den vergangenen Stellungnahmen der Expertenkommission betrachtet wurde. Das wesentliche Ergebnis der Berechnungen ist, dass bei allen Energieträgern im Zeitraum zwischen 2011 und 2015 die Energiekostenbelastung teilweise sehr stark gesunken ist, mit Ausnahme beim Strom. Der Indexwert bei den deutschen Stromstückkosten liegt im Jahr 2015 um 5 % höher als im Jahr 2011, der europäische Index ist demgegenüber um 2 % zurückgegangen. Im Energiewendekontext sind die Stromstückkosten besonders interessant, da bei diesen die Energiepolitik besonderen Einfluss besitzt. Sofern also (deutsche) Sektoren stark von Strom abhängig sind und weniger von fossilen Energieträgern, so kam die Entlastungswirkung aus dem Preisverfall bei den Fossilen nicht bei diesen an. Für solche Firmen wird der finanzielle Handlungsspielraum sogar trotz niedriger fossiler Brennstoffpreise eingeschränkt. Im internationalen Vergleich mit ausgewählten Ländern zeigt sich, dass lediglich in Frankreich der Anstieg bei den Stromstückkosten seit 2011 höher ausfiel als in Deutschland (vgl. Abbildung 35).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 33: Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe 2008 und 2015



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 34: Index (2011=100) der energieträgerspezifischen Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe

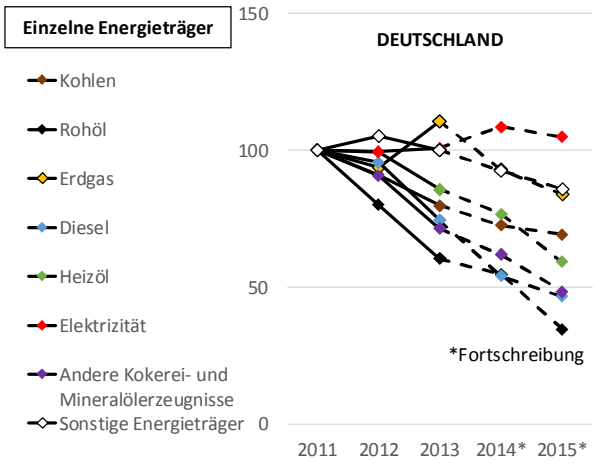
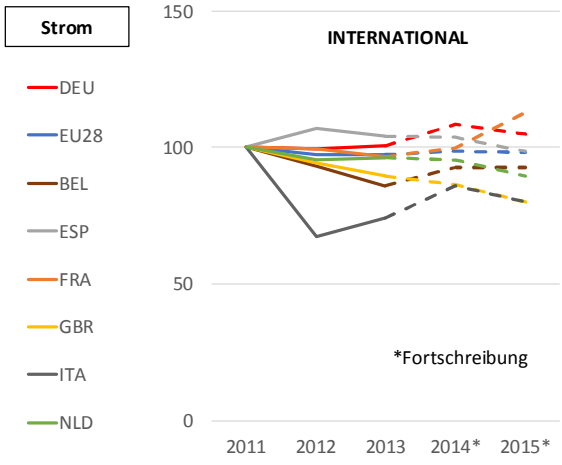


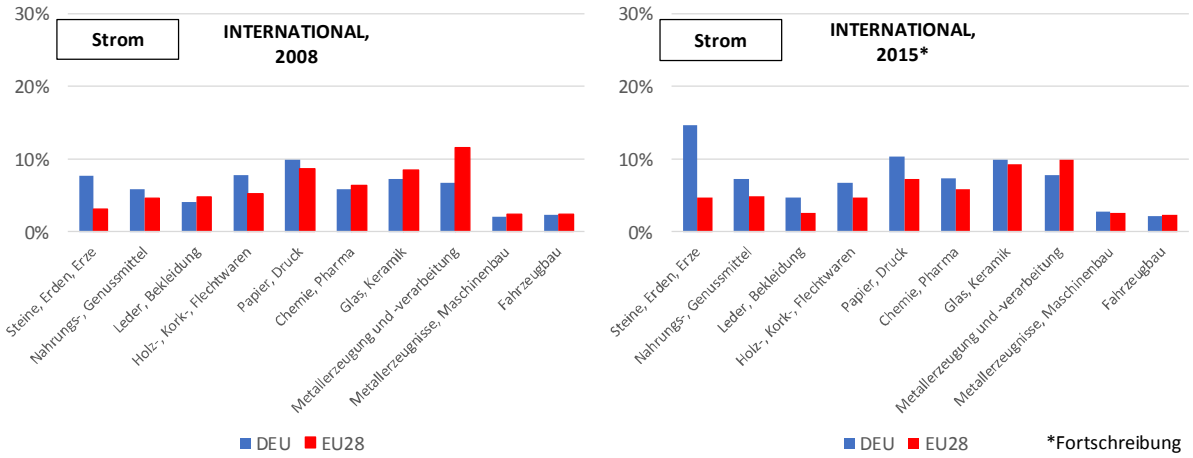
Abbildung 35: Index (2011=100) der Stromstückkosten in Deutschland, in der EU28 und in ausgewählten EU-Ländern



Quelle: Eigene Berechnungen

371. In Abbildung 36 werden die absoluten Stromstückkosten im deutschen und europäischen Verarbeitenden Gewerbe gegenübergestellt. Es zeigt sich ein deutlicher Trend hin zu relativ steigenden Stromstückkosten in Deutschland gegenüber dem europäischen Durchschnitt. Lagen die Stromstückkosten 2008 in den Sektoren „Leder und Bekleidung“, „Chemie und Pharma“, „Glas und Keramik“ sowie „Metallerzeugnisse, Datenverarbeitungsgeräte, elektronische und optische Erzeugnisse sowie Maschinenbau“ noch unter dem europäischen Durchschnitt, so liegen diese 2015 darüber. Lediglich in der deutschen Metallerzeugung und -verarbeitung sowie im deutschen Fahrzeugbau liegen die Stromstückkosten noch unter EU28-Niveau. Dies ist ein wichtiges Indiz dafür, dass die deutsche Energiewende sich in den Stromstückkosten deutscher Unternehmen gegenüber dem europäischen Ausland bemerkbar macht. Hinsichtlich der Kernaussage darf auch nicht übersehen werden, dass oben festgestellt wurde, dass in den letzten Jahren die Energiestückkostenbelastung (über alle Energieträger insgesamt) in Deutschland grundsätzlich nicht gegenüber dem europäischen Durchschnitt anstieg.

Abbildung 36: Stromstückkosten im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland und in der EU 2008 und 2015



Quelle: Eigene Berechnungen

372. Das Bundeswirtschaftsministerium nimmt an, dass mit der Reform des EEG 2014 die Kostendynamik bei den Strompreisen gebremst wurde und mit dem EEG 2017 ein Übergang zu mehr Planbarkeit, Wettbewerb und Kosteneffizienz erfolgend werde (vgl. Kapitel 9.1 in BMWi, 2016a). Die Expertenkommission geht allerdings davon aus, dass die EEG-Umlage auch weiterhin steigen wird (so auch 2017 von derzeit 6,35 Cent auf 6,88 ct/kWh) und regt ein grundsätzliches Überdenken der Erneuerbaren-Förderung an.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

8 Chance der Digitalisierung nutzen

Das Wichtigste in Kürze

Die Digitalisierung ist ein zentrales Zukunftsthema. Die global zu beobachtende Transformation mittels Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) ist so bedeutsam, dass von der Digitalisierung als der 4. Stufe der industriellen Revolution gesprochen wird. Gerade für die Energiewirtschaft ist das Thema richtungweisend. Die Expertenkommission kommt zu dem Schluss, dass Deutschlands Erfolg bei der Energiewende und im Klimaschutz auch davon abhängen wird, inwieweit die erforderlichen Infrastrukturen für die Digitalisierung in den kommenden Jahren zügig aufgebaut und die damit verbundenen Risiken glaubwürdig kontrolliert werden können.

Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte ebenso wie durch die Dezentralität der Energiewende hat die Anzahl der Akteure stark zugenommen. Dabei sind Funktions- und Informationsketten, die in der Vergangenheit innerhalb eines Unternehmens angesiedelt waren, heute häufig auf mehrere Beteiligte verteilt. Teilweise sind auch neue Marktrollen entstanden. Dies wird durch die Digitalisierung noch verstärkt. Die Verteilung auf viele Akteure verlangt nach klaren und eindeutigen Schnittstellen zwischen den Akteuren. Dies ist bislang nicht ausreichend gewährleistet. Hier sind, ebenso wie im Bereich des Datenschutzes, effiziente und effektive Regelungen einzuführen. Dies ist nicht zuletzt für die Entwicklung und Erschließung neuer datenbasierter Geschäftsmodelle erforderlich. Hierzu zählen kundenorientierte Ansätze wie die Entwicklung last- und zeitabhängiger Tarife, der Einsatz und die Steuerung von virtuellen Kraftwerken, Smart Home-Anwendungen oder Energieeffizienzanwendungen in der Fläche ebenso wie unternehmensbezogene Ansätze etwa die datengestützte Optimierung der Instandhaltung von Erzeugungsanlagen und Netzinfrastrukturen.

Für den Strommarkt hat die Digitalisierung nach Ansicht der Expertenkommission das Potential, Energieangebot und -nachfrage zu flexibilisieren und Lastspitzen abzumildern. Davon sind erhebliche wirtschaftliche Vorteile zu erwarten. Für die junge Branche der digitalen Stromwirtschaft macht die Expertenkommissionen einen Vorschlag für ein Gründungs-Monitoring, das für den Monitoring-Prozess dauerhaft umsetzbar wäre.

Wegen der besonderen Bedeutung der Digitalisierung für die Wertschöpfung, wird in diesem Kapitel zunächst ein Grundverständnis für Wertschöpfungsketten im Strommarkt und deren Digitalisierung erarbeitet. Die Wertschöpfungsstufen in der digitalen Stromwirtschaft (Erzeugung, Handel, Übertragung, Verteilung, Speicherung, Vertrieb, Sektorkopplung und Verbrauch) werden durch IKT unterstützt und sind eingebettet in ein Geflecht von vor- und nachgelagerten Ketten. Darauf aufbauend wird eine Metrik vorgeschlagen, mit der der Stand der Digitalisierung und die Wertschöpfungsbeiträge für den Strommarkt und für jede Wertschöpfungsstufe abgeschätzt werden können.

373. Die Stellungnahme widmet sich in diesem abschließenden Kapitel mit der Digitalisierung bewusst einem zukunftsgerichteten Thema. Gemäß der Definition des BMWi steht der Begriff „Digitalisierung“ für die „umfassende Vernetzung aller Bereiche von Wirtschaft und Gesellschaft sowie die Fähigkeit relevante Informationen zu sammeln, zu analysieren und in Handlungen umzusetzen“ (vgl. BMWi, 2015d, S. 3). Ein häufig in diesem Zusammenhang genannter Begriff ist „Big Data“. Die global zu beobachtende Transformation mittels Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) ist so bedeutsam, dass von der Digitalisierung als der 4. Stufe der industriellen Revolution gesprochen wird.

374. Der fünfte Monitoring-Bericht der Bundesregierung unterstreicht die Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewende und widmet ihr im Monitoring-Bericht erstmals ein ganzes Unterkapitel (vgl. Kapitel 11.2 in BMWi, 2016a). Das Kapitel beschreibt die digitale Transformation als einen Prozess, der *„alle Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette“* betrifft (vgl. Kapitel 11.2 in BMWi, 2016a), geht auf das Thema neuer möglicher Geschäftsfelder für Unternehmen in diesem Bereich ein, nennt ausgewählte Indikatoren, welche den

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Digitalisierungsgrad in der Stromwirtschaft greifbarer machen, und schildert zentrale Maßnahmen der Bundesregierung in dem Bereich. Die Expertenkommission möchte in diesem Kapitel der Stellungnahme die wichtigsten Punkte aufnehmen und einen deutlichen Schritt in der Analyse weitergehen:

- Als wichtigste Branche der Digitalisierung der Energiewende wird der Strommarkt herausgegriffen. Wegen der besonderen Bedeutung der Digitalisierung für die Wertschöpfung, soll zunächst ein Grundverständnis für Wertschöpfungsketten im Strommarkt und deren Digitalisierung erarbeitet werden (vgl. Kapitel 8.1). Diesbezüglich konstatiert der Monitoring-Bericht lediglich, dass die Energie- und Wasserversorgung im Vergleich zu anderen Branchen aktuell bei der Digitalisierung im Mittelfeld liegt (vgl. Kapitel 11.2 in BMWi, 2016a). In dieser Stellungnahme wird eine Metrik vorgeschlagen, mit der spezifisch für den Strommarkt und für jede Wertschöpfungsstufe der Stand der Digitalisierung und die Wertschöpfungsbeiträge abgeschätzt werden können.
- Die anschließenden Kapitel 8.2 und Kapitel 8.3 beschäftigen sich – aufbauend auf den Schilderungen im Monitoring-Bericht – mit sehr konkreten Fragen der Datenhoheit und Beispielen für datenbasierte Geschäftsfelder. Dies erscheint besonders dringend, da eine Grundlagenanalyse, die die Bedeutung der Digitalisierung und daraus resultierende Handlungsoptionen für die Unternehmen der Energiewirtschaft aufzeigt (BDEW, 2015), bislang nicht existiert.
- Abschließend geht das Kapitel 8.4 auf die Gründerszene und deren daten- und dienstleistungsbasierte Geschäftsmodelle ein, die an vielen Stellen entlang der Wertschöpfungsketten entstehen. Es werden Methoden und Ergebnisse für ein Gründungs-Monitoring im Bereich Digitale Stromwirtschaft präsentiert. Der Monitoring-Bericht spricht ebenfalls allgemein die Gründungspotenziale und Start-up Unternehmen der Energiewende an (vgl. Kapitel 13.2 in BMWi, 2016a), der hier dargestellte Vorschlag für ein Gründungs-Monitoring ist jedoch auf die Digitale Stromwirtschaft fokussiert und wäre für den Monitoring-Prozess umsetzbar.

375. Die Chancen der Digitalisierung für die Energiewende sollten früh erkannt und genutzt werden. Die Digitalisierung hat nach Ansicht der Expertenkommission insgesamt großes Potential, Energieangebot und -nachfrage zu flexibilisieren, Lastspitzen abzumildern und Wertschöpfungsketten umzugestalten. Hier sollen einige Beispiele genannt werden: Maßnahmen, die darauf abzielen, die Stromnachfrage zu flexibilisieren, werden allgemein unter dem Begriff Lastmanagement oder Demand Response geführt. Eine Möglichkeit dazu sind dynamische Tarife, bei denen sich Strompreise z. B. stündlich – oder in noch kürzeren Zeiträumen – auf Grundlage des aktuellen Marktgeschehens anpassen (etwa Real-Time-Pricing). Voraussetzung dafür ist das Vorhandensein von intelligenten Stromzählern, welche die Last der Nachfrager ebenfalls dynamisch abbilden können. Der verbrauchssenkende Effekt in Spitzenlastzeiten ist in Feldexperimenten dokumentiert (Faruqui und Sergici, 2010, Lynham et al., 2016). Auch durch Informationsfeedback mit Hilfe von In-Home Displays kommt es zu signifikanten Anpassungsreaktionen (Faruqui et al., 2010). Die verbrauchsenkenden Effekte zeitvariabler Tarife oder von Feedback-Systemen wurden bisher nur für die USA nachgewiesen. Die Übertragbarkeit auf Deutschland ist nicht sichergestellt, da für Deutschland bisher noch keine kausal verlässlichen Studien solcher Maßnahmen durchgeführt worden sind. Die energiewirtschaftliche Forschung im Bereich Verbraucherverhalten in Deutschland gleicht eher einem Flickenteppich. Einzelne Fallbeispiele sind aufgrund mangelnder Vergleichsgruppen oder geringer Fallzahlen weder generalisierbar noch skalierbar. Insofern ist das Potenzial von Demand Response Management und von Feedback-Systemen für Deutschland noch weitestgehend unbekannt, sollte im Zuge der weiteren Digitalisierung der Energiewirtschaft aber dringend wissenschaftlich evaluiert werden.

376. Auf der Angebotsseite können virtuelle Kraftwerke durch das Zusammenschalten von dezentralen Stromerzeugern (z. B. PV-, Wasserkraft-, Windkraft-, Biogas-Anlagen, BHKW) und Stromspeichern relativ dargebotsunabhängig Strom anbieten. Virtuelle Kraftwerke bzw. intelligente Microgrids können regional sehr konzentriert, z. B. in einem Stadtviertel, implementiert und autark betrieben werden. Die sogenannte Blockchain erlaubt es

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Energiekunden ihren Strom nach eigenen Präferenzen von unterschiedlichen Erzeugern zusammenzustellen (z. B. nur Photovoltaikstrom aus eigener Region). Apps helfen bei der automatisierten Abwicklung solcher Blockchain-Kontrakte (dena, 2016a). Dabei können Stromanbieter ebenso bestimmen, ob sie Strom nicht etwa an bestimmte Gruppen spenden wollen, statt zu verkaufen. Jeder Anbieter und Kunde hätte demnach jederzeit per Smartphone die Wahl, mit wem sie wann Stromgeschäfte machen wollen. Diese Beispiele reißen das Thema nur an. Dennoch wird deutlich, dass damit traditionelle Wertschöpfungsketten aufgebrochen sowie zeitlich und räumlich reorganisiert gedacht werden müssen.

8.1 Wertschöpfung im Digitalen Strommarkt

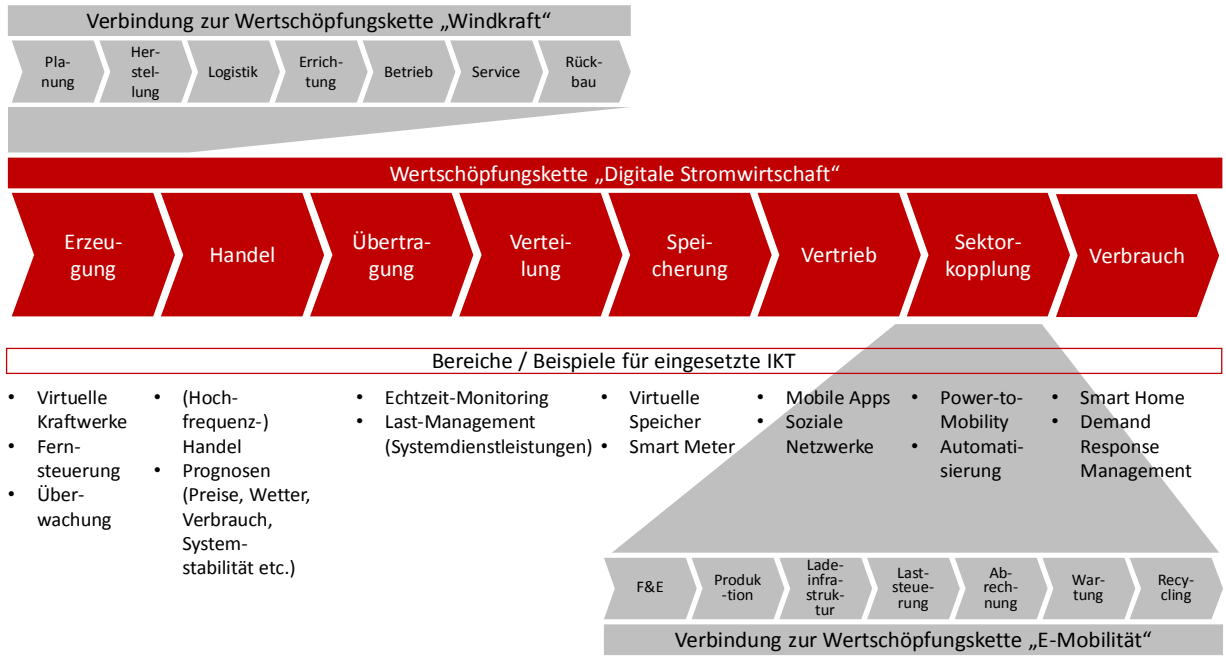
377. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung stellt richtigerweise fest, dass die Digitalisierung der Energiewende die gesamte Energiewirtschaft berührt (z. B. im Bereich Industrie 4.0 oder E-Mobility) und grundsätzlich alle Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette tangiert (vgl. Kapitel 11.2 in BMWi, 2016a). Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese Entwicklung v. a. die Stromwirtschaft verändern wird. Die im Monitoring-Bericht aufgeführten *„Zentrale(n) Maßnahmen im Bereich Digitalisierung der Energiewende*“, nämlich das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, das Schaufenster intelligente Energie und auch das Pilotprogramm Einsparzähler, sind im Schwerpunkt auf den Strommarkt bezogen. Dafür spricht auch die Aussage im Eckpunktepapier „Strommarkt“ (BMWi, 2015a), wonach der Strommarkt die erste voll digitalisierte Branche unserer Volkswirtschaft sein soll (z. B. entsprechend Impulspapier „Strom 2030“, BMWi, 2016h). Die vollständige Digitalisierung des Stromsektors kann nicht in der Form verstanden werden, dass alle Transaktionen vollständig digitalisiert oder ausschließlich über IKT abgewickelt werden. Schließlich bedarf es auch in Zukunft physischer Stromerzeugungsanlagen, Übertragungsnetze und Energieverbraucher ganz abseits von IKT. Das angestrebte Ziel der Volldigitalisierung des Strommarktes muss daher dahingehend interpretiert werden, dass IKT für den gesamten Produktionsprozess eine Unterstützungsfunktion innehat. Diese betrifft die gesamte stromwirtschaftliche Wertschöpfungskette, von Erzeugung, über Handel, Übertragung, Verteilung, Speicherung, Vertrieb, Sektorkopplung bis hin zum Verbrauch (vgl. Abbildung 37).

378. Die Wertschöpfungskette der „Digitalen Stromwirtschaft“ ist eingebettet in ein großes Geflecht vor- und nachgelagerter Wertschöpfungsketten. Für die Diskussion ist es sinnvoll, drei verschiedene Kategorien zu unterscheiden:

- Die im vorliegenden Kontext zentrale Wertschöpfungskette der „Digitalen Stromwirtschaft“ besitzt unmittelbaren Bezug zum Energieträger Strom und folgt diesem von der Erzeugung bis zum Verbrauch. Zu beachten ist, dass es über Speichertechnologien, seien es großtechnische Batterien oder ganz traditionell Pumpspeicherkraftwerke, eine Rückkopplung gibt: Elektrizität wird umgewandelt und bei Bedarf – mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten – neu erzeugt. Die Kette beginnt von vorne, bis der Strom beim Endverbraucher ankommt. Ähnliches gilt für die Sektorkopplung, allerdings wird hier Strom in andere Energieträger umgewandelt und geht ein in die Wertschöpfungsketten der Wärme- oder Gaswirtschaft. Ein wichtiger Sonderfall ist die Elektromobilität, bei der Strom im Verkehrssektor direkt verbraucht wird (Bereitstellung von mechanischer Energie zum Antrieb der Fahrzeuge).
- Die zweite Kategorie von Wertschöpfungsketten bezieht sich auf diejenigen Produktionsschritte, welche der „Digitalen Stromwirtschaft“ vor- oder nachgelagert sind. Diese sind sehr zahlreich und können auf jeder Stufe der Hauptwertschöpfungskette anknüpfen. In der Abbildung 37 wurden beispielhaft die Wertschöpfungskette für die Erzeugung von Elektrizität durch Windkraft und die Wertschöpfungskette für E-Mobilität als Form der Sektorkopplung herausgegriffen. Im Fall von Windkraft-Ladestationen – d. h. Stromtankstellen, die mit einer integrierten Windkraftanlage ausgestatten sind – können diese drei Wertschöpfungsketten auch lokal zusammenkommen.

- Als Teilbereich der zweiten Kategorie ist gesondert hinzuweisen auf Wertschöpfungsketten, welche in der „Informations- und Kommunikationsbranche“ bzw. in der „Digitalen Wirtschaft“ ihren Ursprung haben. Dabei geht es um Industrien, welche IKT herstellen. Die Produkte der Digitalen Wirtschaft durchdringen die Gesamtwirtschaft und gehen als Vorleistungsprodukte in den Produktionsprozess anderer Sektoren ein (z. B. Informationsdienstleistungen) oder werden Bestandteil des Kapitalstocks (z. B. Software oder Rechnereinheiten). Nur aufgrund dieser Wertschöpfungsketten wird die Stromwirtschaft zur „Digitalen Stromwirtschaft“.

Abbildung 37: Wertschöpfungskette „Digitale Stromwirtschaft“ sowie zwei Beispiele für vor- und nachgelagerte Wertschöpfungsketten



Quelle: Eigene Darstellung

379. Entsprechend der statistischen Abgrenzung der OECD (2011) umfasst die „Digitale Wirtschaft“ weite Teile der Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten und von elektronischen und optischen Erzeugnissen (WZ 26 ohne WZ 26.5-26.7), den ganzen IKT-Großhandel (WZ 46.5), Teile des Verlagswesens (WZ 58.2, Verlegen von Software), die gesamte Telekommunikationsbranche (WZ 61), weite Teile der Erbringung von Dienstleistungen der Informationstechnologie (WZ 62 ohne WZ 62.03 Betrieb von Datenverarbeitungseinrichtungen für Dritte), den gesamten Bereich Datenverarbeitung, Hosting und damit verbundene Tätigkeiten sowie Webportale (WZ 63.1) und die Reparatur von Datenverarbeitungs- und Telekommunikationsgeräten (WZ 95.1). Die Wertschöpfung der IKT-Branche in Deutschland erreichte 2014 einen Wert von 93 Mrd. Euro, und rangiert damit knapp vor dem Maschinenbau (BMWi, 2015e, allerdings ohne Berücksichtigung von WZ 46.5 und 95.1). Dies entspricht einem Anteil von etwa 3,2 % am Bruttoinlandsprodukt. Zum Vergleich, der deutsche Stromsektor (WZ 35.1) kommt lediglich auf einen Wertschöpfungsbetrag von knapp 40 Mrd. Euro (Destatis, 2015).

380. Interessant ist es nun, die Schnittstelle zu betrachten, d. h. zu Aussagen zu kommen, wie stark die Wertschöpfung im Strommarkt auf der Digitalisierung basiert. Der fünfte Monitoring-Bericht zur Energiewende (vgl. Kapitel 11.2 in BMWi, 2016a) bzw. der Monitoring-Report Wirtschaft Digital 2016 und 2015 (BMWi, 2015e, 2016g) gehen auf Grundlage einer repräsentativen Befragung durch TNS Infratest und des ZEW Mannheim davon aus, dass die Energie- und Wasserversorgung im Vergleich zu anderen Branchen aktuell bei der Digitalisierung im

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Mittelfeld liegt. Der Digitalisierungsgrad wurde gemessen an der Nutzungsintensität von digitalen Technologien und Diensten, an der Ausrichtung der Unternehmen auf die Digitalisierung und an dem Einfluss der Digitalisierung auf den Geschäftserfolg. Die Unternehmen wurden beispielsweise gefragt nach dem Umsatz mit digitalen Angeboten oder nach der eigenen Nutzung von digitalen Infrastrukturen. Letztendlich wurde aus diesen Informationen ein aggregierter Digitalisierungsindex erstellt. Auch andere Initiativen, z. B. „The Digital Economy and Society Index" (DESI) von Eurostat oder der „ICT Development Index" (IDI) der Vereinten Nationen, bedienen sich umfangreicher Indikatoren, um den Digitalisierungsgrad (von Volkswirtschaften) darzustellen. Die letztgenannten Indizes sind international vergleichbar und beruhen auf jährlich fortschreibbaren Sekundärdaten. Allerdings, eine detaillierte Betrachtung der Wirtschaftszweige innerhalb der Energie- und Wasserversorgung, also insbesondere des Strommarktes, ist an keiner Stelle verfügbar. Der im Monitoring-Bericht herangezogene Report Wirtschaft Digital untersucht die gesamte gewerbliche Wirtschaft (vom Maschinenbau bis zu wissensintensiven Dienstleistern). Daher sind die Untersuchungsmethode und die Ergebnisse zu grob, um den Fortschritt der Digitalisierung in Teilbereichen wie der Stromwirtschaft differenziert messen zu können. Auch einzelne Wertschöpfungsstufen bzw. branchenspezifische IKT (z. B. Smart Meter) finden keine direkte Berücksichtigung.

381. Daher schlägt die Expertenkommission vor, einen entsprechenden Ansatz mit Leitindikatoren speziell für den Digitalen Strommarkt prüfen und entwickeln zu lassen. Die Indikatoren sollten sich entlang der Wertschöpfungskette organisieren, d. h. von der Erzeugung, über den Handel, bis hin zu Sektorkopplung und Verbrauch. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung nennt im Digitalisierungskapitel mit der „Fernmess- und Fernsteuerbarkeit von EE-Anlagen" bereits einen Indikator, der auf der Wertschöpfungsstufe der Erzeugung eine Rolle spielt. An diesem Beispiel wird aber auch erkennbar, dass ein einzelner Indikator nicht eine komplette Wertschöpfungsstufe ausreichend abbilden kann. Zum einen wird nur ein Teil der Erzeugungseinheiten abgedeckt. Zum anderen bedeutet die Fähigkeit eines Systems nicht unbedingt, dass diese tatsächlich zum Einsatz gebracht wird oder alle Potentiale ausgeschöpft werden. Beispiele für weitere Indikatoren könnten sein der Einsatz von Software (insbesondere auf der Stufe des Handels) oder das Verhältnis Smart Meter zu konventionellen Zählern bei SLP-und rLM-Kunden (auf der Stufe des Verbrauchs). Im Bereich der Sektorkopplung sollten die Indikatoren aus Kapitel 5.4 aufgenommen werden. Diese Indikatoren gilt es zu einer vollständigen Liste zu erweitern, sinnvoll zu strukturieren und zu quantifizieren. Damit kann der Digitalisierungsgrad je Wertschöpfungsstufe im Digitalen Strommarkt fassbar gemacht werden. In einem weiteren Schritt sollte dann abgeschätzt werden, inwieweit der Digitalisierungsgrad die Wertschöpfung je Wertschöpfungsstufe unterstützt. Letztendlich ist auch darauf zu achten, dass die Datengrundlage jährlich aktualisierbar ist. Nur so ist eine fortschreibbare Metrik für das Monitoring der Energiewende bzw. der Digitalisierung der Stromwirtschaft möglich.

382. Die Erfassung von Wertschöpfungsbeiträgen im digitalen Strommarkt ist herausfordernd und mit Unschärfen behaftet. Nachfolgend wird auf die wichtigsten Punkte eingegangen, die sich auch an Kernbotschaften eines aktuellen Working Paper der OECD (2016) zur BIP-Messung in einer zunehmend digitalisierten Welt orientieren:

- In einer dezentralen Energielandschaft mit kleinen Erzeugungseinheiten werden Sektorzuordnungen unklarer. Die WZ-Zuordnung erfolgt nach dem Schwerpunktprinzip von Unternehmen. Spielt aber z. B. die Energieerzeugung nur eine untergeordnete Rolle, so muss sich die Erzeugungseinheit nicht im offensichtlichen WZ 35.11 (Elektrizitätserzeugung) wiederfinden. Ihre Wertschöpfungsbeiträge finden sich dann im Bruttoinlandsprodukt insgesamt wieder, aber das Auffinden und Herunterbrechen auf die konkrete Wertschöpfungsstufe der „Digitalen Stromwirtschaft" wird dadurch erschwert.
- Die neue Stromwelt bindet den Haushaltssektor immer mehr als Produzent von Energie (oder auch als Akteur der Speicherung, des Handels, der Verteilung etc.) mit ein. Die Grenze der Produktion zwischen Unternehmens- und Haushaltssektor wird dadurch unscharf. Der Haushaltssektor wird allerdings nicht

vollständig im Rahmen der BIP-Messung einbezogen (ganz ähnlich zum Thema Hausarbeit, Kochen, Babysitting usw.). Dies liegt zum einen an Bewertungsproblemen, zum anderen auch an der Sorge vor potentiellen Verzerrungen des BIP als Maß für die ökonomische Aktivität einer Volkswirtschaft.

- Hinzu kommt, dass sehr kleine, unternehmerisch tätige Akteure unterhalb statistischer Abschneidegrenzen bleiben können und damit nicht erfasst werden (in der Umsatzsteuerstatistik gilt dies beispielsweise für Kleinunternehmen). Im Strommarkt 2.0 ist vermehrt mit solchen Fällen zu rechnen, da u. a. webbasierte Anwendungen (auch kleine) Transaktionen für alle Marktbeteiligten, einschließlich Zwischenhändler, leichter durchführbar machen.
- Gegenstand der Forschung bleibt aktuell auch die Frage, inwiefern „kostenlose“ Services, die lediglich mit dem Bereitstellen eigener Daten „bezahlt“ werden, die Messung der Wertschöpfung beeinflussen.

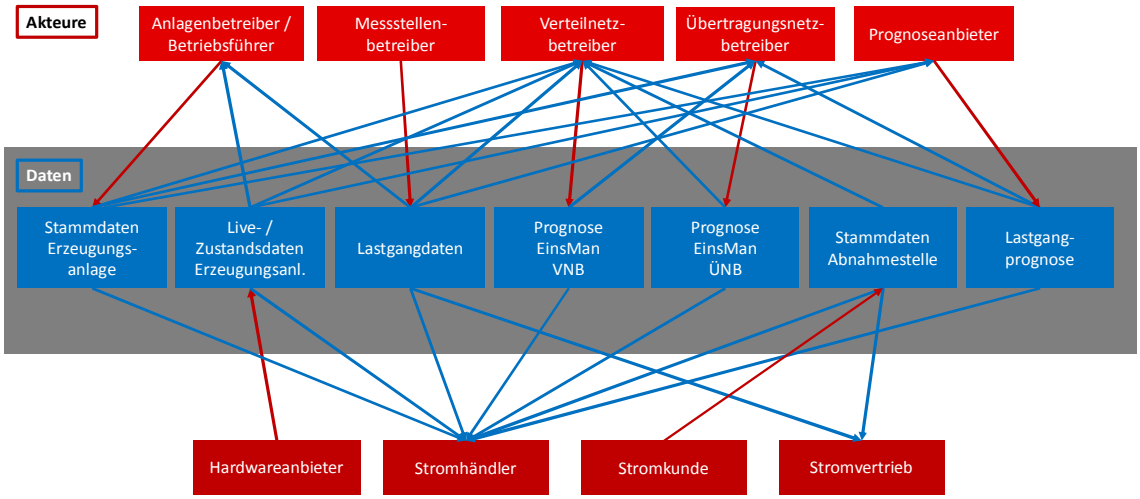
8.2 Datenflüsse

383. Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte, aber auch durch die Dezentralität der Energiewende hat die Anzahl der Akteure in diesem Sektor stark zugenommen. Dabei sind Funktions- und Informationsketten, die in der Vergangenheit innerhalb eines Unternehmens angesiedelt waren, heute häufig auf mehrere Beteiligte verteilt, teilweise sind auch neue Marktrollen entstanden. Durch die Verteilung auf viele Akteure werden Datenflüsse unterbrochen und Schnittstellen zwischen den Akteuren müssen eingerichtet werden. Abbildung 38 zeigt beispielhaft verschiedene Akteure des Strommarkts mit ihrem Datenbedarf und der Datenherkunft. Teilweise benötigen Akteure Daten, deren Ursprung bei anderen Akteuren liegt, mit denen sie keine direkte Geschäftsbeziehung unterhalten. Die Datenweitergabe erfolgt hier zum Teil durch das Weiterleiten von Daten über mehrere Beteiligte hinweg. In einigen Fällen findet die Weitergabe von benötigten Informationen nicht oder nur in unzureichendem Maß statt.

384. So ist beispielsweise nicht sichergestellt, dass bilanzkreisverantwortliche Stromhändler rechtzeitig über Einspeisemanagementmaßnahmen durch Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber informiert werden. Dies führt zu Ausgleichsenergiekosten bei den Stromhändlern, obwohl diese die Ursache der Bilanzkreisabweichung nicht zu vertreten haben. Auch bei einer rechtzeitigen Information durch die Netzbetreiber und einem Nachhandeln am Intraday-Markt entstehen ggf. Mehrkosten. Die Entschädigung für die entstandenen Kosten kann vom Stromhändler jedoch nicht direkt mit den Netzbetreibern abgerechnet werden, da es hierzu keine Rechtsgrundlage gibt. Stattdessen können die Kosten nur über den Umweg des Entschädigungsanspruchs des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber geltend gemacht werden. Dies führt zu zusätzlichem Aufwand sowohl bei den Anlagenbetreibern, wie auch bei Stromhändlern und Netzbetreibern, was, ebenso wie die angesprochene, unzureichende Informationsweitergabe in diesem Zusammenhang, als ineffizient zu bewerten ist. Durch das 2013 eröffnete „Festlegungsverfahren zur energetischen und bilanziellen Abwicklung von Einspeisemanagement-Maßnahmen bei EEG-Anlagen“ (BK6-13-049) (BNetzA, 2013) sollte die Abwicklung in diesem Zusammenhang effizienter gestaltet werden. Ein weiteres Ziel war die Schaffung von klareren Festlegungen hinsichtlich der Informationspflichten in Bezug auf das Einspeisemanagement. Mit der Ruhendstellung des Verfahrens durch die Bundesnetzagentur (BNetzA, 2016k) ist eine effizientere Lösung derzeit nicht in Sicht und der aktuelle Informationsfluss zwischen den beteiligten Akteuren weist in dieser Hinsicht ein deutliches Verbesserungspotenzial auf.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 38: Beispielhafte Darstellung der Datenherkunft (rot) und des Datenbedarfs (blau) von Akteuren im Strommarkt



Quelle: Eigene Darstellung ZSW

385. Ein ähnliches Problem ergibt sich bei der Verfügbarkeit von Echtzeit-Daten der Erzeugungsanlagen für Prognoseanbieter. Die Verbesserung der Einspeiseprognosen ist in einem zunehmend dargebotsabhängigen Energiesystem ein zentraler Aspekt für den stabilen Betrieb des Stromnetzes sowie die effiziente Bewirtschaftung von Bilanzkreisen. Echtzeit-Daten sind für Prognoseanbieter dabei wichtig, um die Vorhersage mit der real eingetretenen Situation abzugleichen, Prognosen ggf. zu korrigieren und Prognosemodelle langfristig zu verbessern. Durch die lange Informationskette vom Hardwareanbieter über den Anlagenbetreiber zum Energiehändler bis zum Prognoseanbieter, ist die Verfügbarkeit der Echtzeit-Daten nicht zwangsläufig gewährleistet (Rentzing, 2015). Neben der Anzahl zwischengeschalteter Akteure und einzurichtender Schnittstellen können sich Hindernisse auch dadurch ergeben, dass ein Akteur mehrere Rollen einnehmen kann. Je nach Marktmacht und sich ergebenden Interessenskonflikten kann dies den Zugang zu benötigten Daten verhindern. So ist es beispielsweise denkbar, dass ein Hardwareanbieter gleichzeitig als Prognoseanbieter auftritt. Damit ist die Echtzeit-Daten-Verfügbarkeit für den angesprochenen Anbieter zwar in jedem Fall gegeben, Probleme treten jedoch auf, wenn der Anlagenbetreiber oder Stromhändler eine parallele Zusammenarbeit mit weiteren Prognoseanbietern anstrebt. Durch die Investition in die Hardware ist der Anlagenbetreiber an den Anbieter gebunden. Verfügt dieser über eine gewisse Marktmacht und weigert er sich, die Echtzeit-Daten der Hardware Dritten zur Verfügung zu stellen, entstehen daraus Wettbewerbsnachteile für die übrigen Prognoseanbieter. Weitere Konstellationen dieser Art sind denkbar und treten zum Teil auch real auf.

386. Um Wettbewerbsnachteile zu verhindern und zur Beseitigung von Ineffizienzen im Energiemarkt sollte der diskriminierungsfreie Zugang zu relevanten Daten sichergestellt und eine möglichst weitgehende Standardisierung von Schnittstellen angestrebt werden. Denkbar ist hier die Definition eines Sets an grundlegenden Daten, die den jeweils notwendigen Akteuren mit Zustimmung des Dateneigentümers – in vielen Fällen der Anlagenbetreiber – zentral bereitgestellt werden. Im dem im „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ vom 29.08.2016 enthaltenen Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) wird der Einsatz von „intelligenten Messsystemen“ geregelt, welches auch eine zentrale Zugriffsmöglichkeit („Smart-Meter-Gateway“) für berechtigte Akteure vorsieht. Damit lassen sich Probleme hinsichtlich der Datenverfügbarkeit zwar bezüglich Stamm- und Lastgangdaten sowie möglicherweise auch Echtzeit- und Zustandsdaten lösen, jedoch ist aufgrund der Regelung in § 19 (5) MsbG mit einer

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

vollständigen Verbreitung von intelligenten Messsystemen frühestens ab 2025 zu rechnen. Zudem ist die Verfügbarkeit von Prognosedaten in diesem Zusammenhang nicht geregelt.

387. Weitere keinesfalls zu vernachlässigenden Aspekte im Zusammenhang mit der Digitalisierung des Energiesystems sind neben dem angesprochenen Datenzugang insbesondere der Datenschutz und die Datensicherheit, nicht zuletzt weil immer größere Datenmengen erfasst und verarbeitet werden. Dabei handelt es sich zu einem großen Teil auch um personenbezogene Daten, wie die viertelstündlich erhobenen Verbrauchswerte der Letztverbraucher, die von Smart Metern aufgezeichnet werden. Täglich im Viertelstundentakt erhobene Verbrauchswerte gewähren jedoch tiefe Einblicke in die Privatsphäre des Einzelnen, da punktuell und in Echtzeit einzelne Aktivitäten erkennbar werden. In der zeitlichen Abfolge entstehen Ablaufprotokolle, die sehr wesentliche Informationen für die Erstellung von Persönlichkeitsprofilen enthalten. Technisch möglich wäre mit Smart Metern sogar eine Verbrauchserfassung im Sekundentakt. Je höher zeitlich aufgelöst die Verbrauchserfassung, desto präzisere Aussagen können über die jeweilige Aktivität abgeleitet werden. Dies geht bis zu Rückschlüssen auf das jeweils genutzte Fernsehprogramm (BfDI, 2015).

388. Das Bundesverfassungsgericht hat im sog. Volkszählungsurteil klargestellt, dass das Recht auf informationelle Selbstbestimmung die Befugnis des Einzelnen gewährleistet, grundsätzlich selbst über die Preisgabe und Verwendung seiner persönlichen Daten zu bestimmen. Viertelstündlich erhobene Verbrauchswerte an einem bestimmten Anschlusspunkt können mit einzelnen Verbrauchern in Beziehung gesetzt werden. Sie sind nach § 3 Absatz 1 Bundesdatenschutzgesetz personenbezogene Daten, zu denen nach dieser Vorschrift Einzelangaben über persönliche oder sachliche Verhältnisse einer bestimmten oder bestimmbaren natürlichen Person gehören (BfDI, 2015). Gemäß den Ausführungen der Bundesbeauftragten für den Datenschutz und Informationsfreiheit kommt es dabei v. a. darauf an, ob zwischen der jeweiligen Information und der Person eine Verbindung herstellbar ist. Die Art der Information ist hierfür irrelevant. Damit sind aber nicht nur die viertelstündlich erhobenen Verbrauchswerte personenbezogen, sondern potentiell alle im Zusammenhang mit dem Smart Metering erhobenen Messwerte und Netzzustandsdaten. Schon im Volkszählungsurteil hat das Bundesverfassungsgericht ausgeführt, dass es „unter den Bedingungen der automatischen Datenverarbeitung kein belangloses Datum mehr“ gebe. Es kommt also nicht darauf an, ob die Information als solche besonders sensibel ist, sondern nur darauf, ob sie dem Betroffenen zugeordnet werden kann. Noch so unscheinbare Informationen können in anderem Kontext, etwa verknüpft mit anderen Informationen oder in einem bestimmten Verwendungszusammenhang, Risiken für das Recht auf informationelle Selbstbestimmung des Betroffenen mit sich bringen. Viertelstündlich erhobene Verbrauchswerte sind hier nur ein Beispiel für besonders sensible Informationen, die deshalb auch einen besonders strengen Schutz erfordern. Somit bedarf es umfassender Regelungen und eines ganzheitlichen Sicherheitskonzepts, damit die Digitalisierung für den Energiesektor zum Erfolgsfaktor werden kann.

389. Hier sind im Rahmen der Gesetzgebungsverfahren und der Einführung technischer Richtlinien auch bereits wesentliche Regelungen erfolgt, die insbesondere die technischen Sicherheitsanforderungen an den Smart Meter selbst, die Definition der Anforderungen an das Smart Meter Gateway ebenso wie an den Smart Meter Gateway Administrator betreffen. Die Smart Meter Gateway Administratoren sind dabei für den sicheren, technischen Betrieb des intelligenten Messsystems verantwortlich ebenso wie für die Installation, Inbetriebnahme, Konfiguration, Administration, Überwachung und Wartung des Smart Meter Gateways und der informationstechnischen Anbindung von Messgeräten und von anderen an das Smart Meter Gateway angebundenen technischen Einrichtungen. Der Smart Meter Gateway Administrator repräsentiert in diesem Kontext eine „Funktion“, die durch Technik, Menschen und technisch-organisatorische Maßnahmen sowie etablierte Prozesse wahrgenommen wird. Und damit diese Funktion ordnungsgemäß und sicher ausgeführt werden kann, werden Anforderungen an diese Smart Meter Gateway Administration definiert. Diese finden sich im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), wo ein ganzheitliches Sicherheitsniveau angestrebt wird (Maseberg, 2015). Dies ist nur ein Beispiel der umfangreichen Regelungsaktivitäten, die erforderlich sind, um bei zunehmender Digitalisierung nicht nur dem

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Persönlichkeitsschutz des Individuums gerecht zu werden, sondern auch die Sicherheit der Energieversorgung aufrecht zu erhalten bzw. weiter zu verbessern. Die Expertenkommission hätte sich im Monitoring-Bericht der Bundesregierung eine detailliertere Analyse zu sicherheitsrelevanten Fragestellungen im Zusammenhang mit der Digitalisierung des Energiesystems gewünscht. Dies sollte die Bundesregierung im kommenden Fortschrittsbericht ebenso beleuchten wie die Chancen, die sich aus der Digitalisierung für die Energiewende ergeben.

8.3 Datenbasierte Geschäftsfelder

390. Die Zahlen zu den Neugründungen machen deutlich, dass die Digitalisierung neue Geschäftsfelder für junge (aber auch etablierte) Unternehmen eröffnet. Die digitale Transformation sorgt für ein zunehmendes Datenaufkommen, welches sich Unternehmen zu Nutze machen können. Dabei besteht die wesentliche Herausforderung darin, die erfassten Datenmengen für die Automatisierung all jener Prozesse zu nutzen, in denen erhebliche Effizienzgewinne zu erwarten sind. Der Monitoring-Bericht greift das Thema auf und nennt ebenfalls die Chancen für neue Geschäftsmodelle. Als Beispiele werden u. a. das „Pilotprogramm Einsparzähler“ oder das „Smart Home“ genannt (Kapitel 11.2 in BMWi, 2016a). Der Bericht geht jedoch nicht in gebührender Tiefe auf die entscheidenden Aspekte datenbasierter Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft ein. Grundsätzlich sind darunter alle logischen Zusammenhänge zu verstehen, mit denen Unternehmen in der Energiewirtschaft mittels sinnvoller Datensammlung und -analyse einen Mehrwert für Kunden schaffen und letztendlich einen Ertrag für sich selbst sichern. Die folgenden Abschnitte geben hierzu einen Überblick.

391. Start-Ups und Unternehmen, beispielsweise aus der IKT-Branche, könnten zukünftig eine verstärkte Rolle in der Energiebranche spielen. Ähnlich wie in anderen Industriezweigen droht auch hier immer mehr die Konkurrenz internationaler datenbasierter Konzerne, wie Google, Facebook, Apple etc., die die Energiewirtschaft für sich entdecken. So bietet Apple beispielweise ein ganzes Produktportfolio zur intelligenten Steuerung des Heizungssystems – steuerbar über alle bekannten Apple-Endgeräte – an (Apple, 2016). Diese Konkurrenz ist insbesondere in den Bereichen ernst zu nehmen, wo die generierbaren Informationen wertvoller werden als Sachwerte, also v. a. an der direkten Schnittstelle zum Kunden (Peters und Mohr, 2015). Gleichwohl eröffnet die Digitalisierung Energieversorgern eine Vielzahl von Gelegenheiten neue Geschäftsfelder zu entwickeln, die ergriffen werden müssen, um auch zukünftig im Markt bestehen zu können.

392. Eine dieser Möglichkeiten liegt in der gezielten Nutzung der dezentralen Erzeugung. Mit der genauen Kenntnis der Erzeugungs- und Verbrauchsprofile einzelner Kunden durch die Auswertung der Smart-Meter-Daten können Energieversorger kundenorientiert passgenaue Produkte entwickeln. Im Bereich der Tarifgestaltung eröffnet die Nutzung von Big Data zusätzliche Chancen. Bisher basieren zeit- und lastvariable Tarife – sofern sie überhaupt angeboten werden – auf im Vorfeld berechneten fixen Last- oder Tarifgrenzen. Die Nutzung von Big Data-Analysen könnte es ermöglichen, diese fixen Grenzen durch variable Online-Werte zu ersetzen. Die Zielgrößen können dann z. B. kundenindividuell durch Abgleich der jeweils verfügbaren Beschaffungspotenziale mit dem aktuellen und prognostizierbaren Verbrauchsverhalten ermittelt werden (BDEW, 2015).

393. Ein weiteres Geschäftsmodell könnte im Anbieten spezieller Wartungsverträge für dezentrale Anlagen liegen, die einen Zugriff auf die Anlagendaten bieten. Durch deren Analyse und Auswertung können die angebotenen Instandhaltungs-Serviceleistungen konsequent optimiert werden. Ein weiteres Konzept zur Nutzung der dezentralen Erzeugung für Energieversorger ist, selbst Eigentümer der dezentralen Anlagen zu sein und nicht die Anlage oder eine Serviceleistung, sondern direkt Betriebsstunden bedarfsgerecht an Kunden zu verkaufen. Bei Modellen wie diesen wird die Verbindung von Kundennähe, technologischer Kompetenz und Digitalisierung zum echten Wettbewerbsvorteil (Peters und Mohr, 2015).

394. Zudem bietet die Verfügbarkeit großer Datenmengen und deren Auswertung dem Energieversorger auch intern Optimierungsmöglichkeiten, da sie die Option eröffnen, in der Instandhaltung von Netz- oder Erzeugungsanlagen von der zustandsorientierten stärker auf die prospektive Instandhaltung umzuschwenken (BDEW, 2015). Während bei der zustandsorientierten Instandhaltung allein der aktuelle Zustand der Anlage oder ein vorab definierter Wert über die Ausführung von Instandhaltungsmaßnahmen entscheidet, wird bei der prospektiven Instandhaltung versucht, über Prognosewerkzeuge vor oder zum Erreichen eines definierten Zustands die erforderlichen Maßnahmen einzuleiten. Vorteilhaft an diesem Ansatz ist, dass Maßnahmen geplant zustandsorientiert erfolgen. Dies reduziert adhoc-Prozesse und kann zur Senkung der aktuellen systembedingt hohen Bereitschaftskosten beitragen. Ausgehend von der These, dass Anlagen über eine Digitalisierung Zustandsdaten online erfassen und übermitteln können, ermöglicht eine Big Data-Analyse die Auswertung dieser Daten in Verbindung z. B. mit historischen Instandhaltungsdaten, Instandhaltungsdaten von Vergleichsanlagen, Planungsdaten für die Anlage, Online-Erzeugungs- oder Belastungsinformationen und Temperatur- oder allgemeine Umfelddaten. Über diese Art der Datenanalyse würde für die bereits bestehenden Strategien zur Instandhaltung eine vollständig neue Datengrundlage entstehen, so dass Prozesse und Methoden neu gestaltet werden können (BDEW, 2015).

395. Ein weiteres denkbares Geschäftsmodell stellt die gezielte Nutzung von Energieeffizienzanwendungen in der Fläche dar, die mit einem intensiven Anlagenwartungsservice verknüpft angeboten wird. Energieeffizienzmaßnahmen bezogen auf den einzelnen Endkunden stellen häufig kein Geschäftsmodell für Versorger dar, bei einem flächendeckenden Angebot z. B. für ganze Siedlungen kann sich dies jedoch anders darstellen (Peters und Mohr, 2015). Gerade wenn die Energieversorger Kooperationen mit Immobiliengesellschaften und Anlagenherstellern eingehen, kann sich ein Modell ergeben, das dem Energieversorger einen direkten Zugang zu Verbrauchs- und Erzeugungsdaten ermöglicht, die er wiederum gezielt für die Optimierung seines Serviceangebots nutzen kann.

396. Auch im Bereich „Smart Home“ und/oder „Connected Building“ (Peters und Mohr, 2015) können Energieversorger gezielt aktiv werden. Dabei ist die Idee der automatisierten Gebäudesteuerung selbst nicht neu und viele Versorger bieten bereits heute Lösungen für die vernetzte Energiesteuerung im Gebäude an. Die im Zuge des Smart-Meter-Roll-Outs sukzessive zusätzlich generierbaren Informationen müssen hier genutzt werden, um weitere Serviceleistungen zu entwickeln, die für den Kunden einen Zusatznutzen darstellen, da gerade in diesem Segment mit wachsender Konkurrenz aus den datengestützten Brachen zu rechnen sein dürfte (Peter und Mohr, 2015).

397. Aus Sicht der Kunden könnte die Digitalisierung im Endkundenbereich viele Vorgänge deutlich vereinfachen und kostengünstiger gestalten. So ist beispielsweise ein Lieferantenwechsel über das Smartphone denkbar. Hierzu müsste der Kunde seinen Verbrauchsdatensatz einem Vergleichsportal oder einem Lieferanten zur Analyse zur Verfügung stellen. Das Portal schlägt dann einen Lieferantenwechsel auf Basis bestehender Rahmendaten von potentiellen Lieferanten vor. Der neue Lieferant stellt eine App oder eine Web-Anwendung zur Verfügung, die bereits die im Vorfeld übermittelten historischen Daten übernommen und einen entsprechenden Tarif hinterlegt hat. Über sein Smartphone empfängt der Kunde vom Messsystem oder dem Zähler einen signierten Endzählerwert. Dieser Wert wird mit einer Kundenidentifikation an den neuen und alten Lieferanten übermittelt und auf diese Weise würde der Lieferantenwechsel angestoßen (BDEW, 2015).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

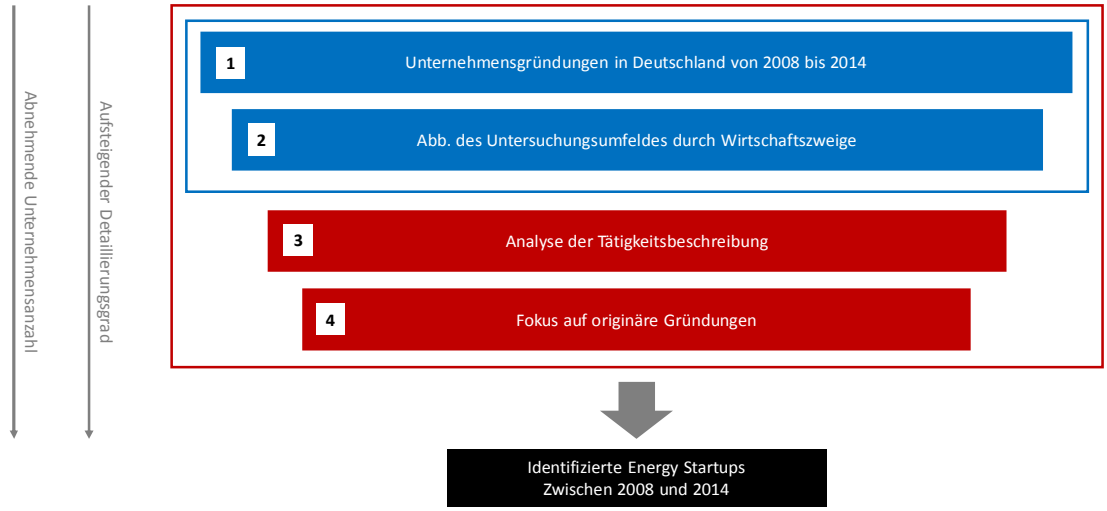
8.4 Unternehmensgründungen

398. Die Überlegungen führen zu einer Leitfrage im Impulspapier „Strom 2030“ (BMWi, 2016h): „Mit der Digitalisierung werden in zunehmendem Maße Akteure auf den Plan treten, die sich vorrangig mit der Erfassung und Verarbeitung von Daten befassen. Zeichnen sich neue Geschäftsmodelle ab und was bedeutet das für die Struktur der Energiewirtschaft?“. Entsprechend dem Mannheimer Unternehmenspanel gab es im Zeitraum 2012 bis 2014 etwa 6.700 Unternehmensgründungen pro Jahr in der IKT-Branche in Deutschland. Bezogen auf den Unternehmensbestand entspricht dies einer hohen Gründungsrate von 6,9 %. Lediglich die Gründungsrate in der Energie- und Wasserversorgung ist mit 7,8 % höher, bedingt durch den Gründungsboom bei den Erneuerbaren (BMWi, 2015e). Eine Sonderauswertung im Rahmen der am Karlsruher Institut für Technologie in Kooperation mit dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung durchgeführten Studie „Monitoring Energy Entrepreneurship“ (Lau und Terzidis, 2016) erlaubt es, genauer auf die Schnittstelle zwischen Digitalisierung und Energiewirtschaft bzw. Stromwirtschaft einzugehen.

399. Im Rahmen dieser Studie wurde die Energiewirtschaft im Einklang mit den energiepolitischen Zielen des Energiekonzeptes der Bundesregierung (BMWi, 2010) und der Taxonomie des BMUB (Büchele et al., 2014) anhand dreier Leitmärkte – „Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Energie“, „Energieeffizienz“ und „Nachhaltige Mobilität“ – abgegrenzt. Diese drei Leitmärkte wurden wiederum in dazugehörige Marktsegmente (z. B. „Digitale Stromwirtschaft“) und untergeordnete Technologielinien (z. B. „Virtuelle Kraftwerke“) aufgegliedert. Um das Energy Entrepreneurship, also das Gründungsgeschehen in der Energiewirtschaft, basierend auf dieser Abgrenzung analysieren zu können, wurde eine Datenbank geschaffen, welche ausführliche Informationen zu thematisch relevanten Unternehmensgründungen – den sogenannten Energy Startups – enthält. Dazu wurden Unternehmensinformationen aus verschiedensten Quellen, hauptsächlich aus den Unternehmensdatenbanken von Creditreform und Hoppenstedt, zusammengetragen und harmonisiert. Die Ausgangsdatenbanken wurden entsprechend dem Untersuchungsumfeld, -gegenstand und -zeitraum gefiltert mit dem Ziel, die Anzahl der Datensätze durch genauere Abgrenzung schrittweise zu reduzieren und dabei den Detaillierungsgrad der zugehörigen Unternehmensinformationen zu erhöhen. Die Studie betrachtet Unternehmen welche zwischen 2008 und 2014 in Deutschland gegründet und gemeldet wurden und im Jahr 2014 wirtschaftlich aktiv waren. Als erster Filterschritt wurden die drei Leitmärkte mitsamt dazugehörigen Marktsegmenten und Technologielinien in die Wirtschaftszweigklassifikation des Statistischen Bundesamtes (WZ 2008) überführt. Der zweite und wesentliche Filterschritt bestand anschließend in der Analyse der Tätigkeitsbeschreibungen sowie der Produkte und Dienstleistungen der Unternehmen. Mittels eines Textanalysealgorithmus wurden die Tätigkeitsbeschreibungen der Unternehmen sowie eine Beschreibung deren Hauptprodukte oder Dienstleistungen nach Schlagwörtern durchsucht, die auf eine Verbindung mit den relevanten Technologielinien schließen lassen. Dieses Vorgehen ermöglicht neben der Identifikation der Energy Startups aus den Ausgangsdatenbanken auch deren genaue Zuordnung zu den Marktsegmenten und Leitmärkten sowie einer Zuordnung zu Abschnitten der Wirtschaftszweigklassifikation WZ 2008. Für zukünftige Studien soll der Analysealgorithmus weiter verbessert werden. Ziel ist es durch eine Schlagwortanalyse basierend auf Informationen der Unternehmenswebseiten eine detailliertere Zuordnung der Startups zu erreichen. Langfristig soll dadurch nicht nur eine Zuordnung nach Technologie, Produkten oder Dienstleistungen, sondern auch eine Zuordnung nach Art des Geschäftsmodells ermöglicht werden (vgl. Abbildung 39).

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 39: Filterschritte zur Identifikation der Energy Startups



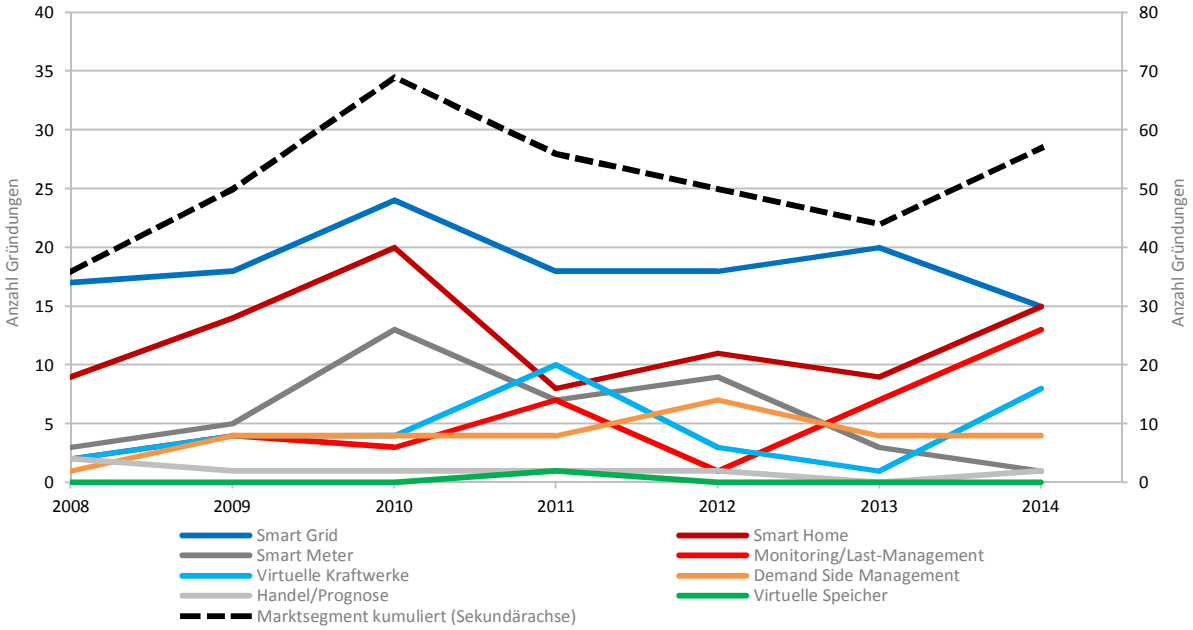
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lau und Terzidis (2016)

400. In der Studie „Monitoring Energy Entrepreneurship“ wurden über den Untersuchungszeitraum von 2008 bis 2014 insgesamt ca. 28.000 originäre Energy Startups in Deutschland identifiziert. Ca. 70 % dieser Energy Startups können dem Leitmarkt „Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Energie“ zugeordnet werden. Die Entwicklung innerhalb dieses Leitmarktes wird dabei besonders stark von der Entwicklung im Marktsegment „Erneuerbare Energien“ geprägt, welches mit einer durchschnittlichen jährlichen Gründungszahl von etwa 2.500 Energy Startups das größte Gründungssegment im Energy Entrepreneurship darstellt. Für die Schnittstelle zwischen Digitalisierung und Energiewirtschaft bzw. Stromwirtschaft ist v. a. das Marktsegment „Digitale Stromwirtschaft“ von Belang, welches ebenfalls im Leitmarkt „Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Energie“ angesiedelt ist. Die zugehörigen Technologielinien zu diesem Marktsegment stellen dabei eine Auswahl wesentlicher Bereiche entlang der gesamten stromwirtschaftlichen Wertschöpfungskette dar, in denen IKT eingesetzt werden. Innerhalb dieses Marktsegments konnten in der Studie über den gesamten Untersuchungszeitraum ca. 360 originäre Gründungen identifiziert werden. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Gründungszahl von 51 Energy Startups im Segment „Digitale Stromwirtschaft“. Im Vergleich zur Entwicklung des gesamten Energy Entrepreneurship mit einer durchschnittlichen jährlichen Gründungszahl von etwa 4.000 Energy Startups, erscheint das Marktsegment „Digitale Stromwirtschaft“ zunächst als eher kleines Gründungssegment. Zu beachten ist jedoch, dass es sich bei den identifizierten Gründungen des Energy Entrepreneurship im Wesentlichen nicht um innovative Technologie- oder Dienstleistungsunternehmen handelt, sondern mehrheitlich um sogenannte diffusionstreibende Gründungen, also um solche, die die Verbreitung bestehender Technologien und Dienstleistungen vorantreiben. Nur eine nachgelagerte Detailanalyse der 28.000 identifizierten Energy Startups kann zu einem späteren Zeitpunkt belegen, wie viele dieser Gründungen tatsächlich einen innovativen Charakter besitzen. Da die Technologielinien aus dem Segment „Digitale Stromwirtschaft“ jedoch allesamt noch sehr jung sind, lässt sich davon ausgehen, dass es sich bei diesen 360 originären Gründungen verstärkt um innovative technologie- oder dienstleistungsgetriebene Gründungen handelt. Eine Analyse der jährlichen Gründungszahlen mit Bezug zu den entsprechenden Technologielinien zeigt seit 2013 einen aufsteigenden Trend im Marktsegment „Digitale Stromwirtschaft“, hervorgerufen durch einen Anstieg der Gründungszahlen in den Bereichen des Monitoring/Last-Management, der Smart Home Applikationen sowie der virtuellen Kraftwerke (vgl. Abbildung 40). Mit einem Anteil von 36 % der Energy Startups im Marktsegment „Digitale Stromwirtschaft“ spielen Technologien rund um die Thematik des Smart Grid eine entscheidende Rolle und prägen die Entwicklung des Marktsegments

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

wesentlich. Auffallend ist der Rückgang der jährlich gegründeten Energy Startups zu Technologien des Smart Metering seit 2012. Im Zuge der Bestrebungen zur nachhaltigen Modernisierung der Zählerinfrastruktur, wäre in diesem Bereich intuitiv mit einem Anstieg der Gründungen zu rechnen. Der negative Trend kann als Indiz für weiteren Handlungsbedarf im Bereich Smart Metering gedeutet werden.

Abbildung 40: Zusammensetzung und Entwicklung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ nach Technologielinien

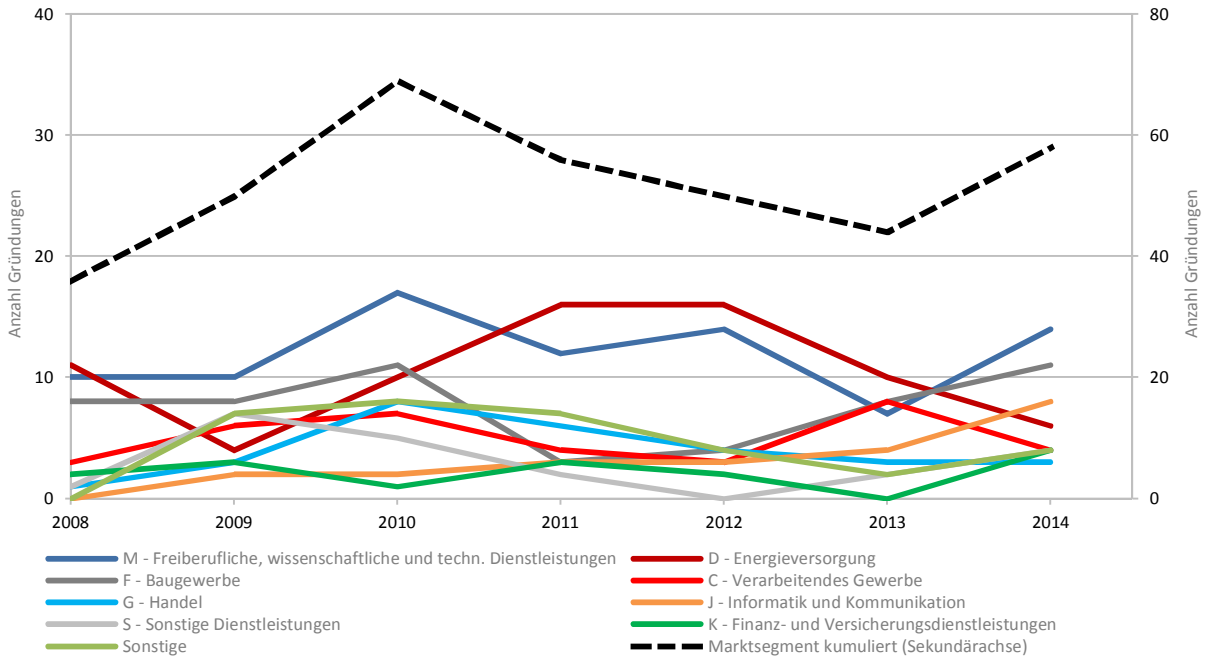


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lau und Terzidis (2016)

401. Eine Betrachtung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ auf Basis der Wirtschaftszweigklassifikation WZ 2008 gibt Aufschluss über die heterogene Zusammensetzung des Marktsegments. So zeigt sich eine deutliche Prägung durch die Abschnitte „Freiberufliche, wissenschaftliche und technische Dienstleistungen“ sowie „Energieversorgung“ mit Anteilen von 23 % bzw. 20 % an den jährlichen Gründungszahlen (vgl. Abbildung 41). Die jährlichen Gründungszahlen der Energy Startups aus dem Abschnitt „Energieversorgung“ weisen von 2009 bis 2011 einen deutlichen Anstieg auf. Hier kann ein Zusammenhang zwischen den Gründungszahlen und der verstärkten Integration erneuerbarer Energien in die Stromwirtschaft vermutet werden. Ab 2012 sind die jährlichen Gründungszahlen der Energy Startups aus dem Abschnitt „Energieversorgung“ rückläufig und werden in den Folgejahren mehr und mehr durch Energy Startups aus den Dienstleistungssektoren sowie aus den Abschnitten „Informatik und Kommunikation“ und „Baugewerbe“ substituiert. Letzteres kann v. a. durch den Anstieg der Smart Home Applikationen begründet werden.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 41: Zusammensetzung und Entwicklung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ nach Wirtschaftsklassen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lau und Terzidis (2016)

402. Die Digitalisierung stellt ein zentrales Handlungsfeld in der Energiewende dar. Wertschöpfungsketten werden zukünftig immer mehr reorganisiert, neue Geschäftsfelder entlang der Ketten entstehen schon heute. Deutschland sollte die Chancen der Digitalisierung für die Energiewende nutzen. Zusätzliche Wertschöpfungspotentiale und neue Geschäftsfelder (und damit einhergehend Beschäftigung) in der digitalen Transformation sind auch ein bedeutsames Vehikel, um bei der Energiewende und auch im Klimaschutz eine globale Vorreiterrolle einzunehmen. Dies ist aber keine Selbstverständlichkeit. Deutschland ist einer der größten Industriestandorte der Welt und die digitale Transformation der Industrie bietet vielversprechende Möglichkeiten der digital vernetzten Produktion, aber auch hinsichtlich der Integration mit dem Energiesystem. So werden Effizienzpotentiale in technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Hinsicht geschaffen. Die Vorreiterrolle bei der Energiewende und im Klimaschutz wird auch davon abhängen, inwieweit die erforderlichen Infrastrukturen für die Digitalisierung in den kommenden Jahren zügig aufgebaut werden können.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

9 Literaturverzeichnis

Achtnicht, M., von Graevenitz, K., Koesler, S., Löschel, A., Schoeman, B., Tovar Reaños, M. (2015). Including road transport in the EU-ETS – An alternative for the future? ZEW Expertises — Research Reports, commissioned by Adam Opel AG and BMW AG. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.zew.de/publikationen/including-road-transport-in-the-eu-ets-an-alternative-for-the-future/.

ADAC (2016). ADAC-Autokostenvergleich: auch mit Kaufprämie nur wenige Elektroautos rentabel. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://presse.adac.de/meldungen/technik/adac-autokostenvergleich-auch-mit-kaufpraemie-nur-wenige-elektroautos-rentabel.html.

ADAC (2014). ADAC Autokostenvergleich: Von Rentabilität noch weit entfernt – was Elektroautos den Verbraucher kosten. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://presse.adac.de/meldungen/technik/autokostenvergleich-elektroautos.html.

AGEB (2016a). Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland. Berlin.

AGEB (2016b). Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2015. AG Energiebilanzen. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html.

AGEB (2016c). Bruttostromerzeugung von 1990 bis 1995 nach Energieträgern. Stand: 19.10.2016. Abgerufen am 01. November 2016 von http://www.ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html.

AGEB (2016d). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. Berlin.

AGEB (2016e). Pressedienst Nr. 04/2016 vom 03.11.2016. Energieverbrauch bleibt 2016 stabil. AG Energiebilanzen. Berlin.

AGEE-Stat (2016). Investitionszahlen zu PV-Dachanlagen. Persönliche Mitteilung.

AGORA Energiewende (2015). Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende. Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/ETS/Agora_Hintergrund_Rolle_des_Emissionshandels_11022015_web.pdf.

Aigeltinger, G., Heindl, P., Liessem, V., Römer, D., Schwengers, C., Vogt, C. (2015). Zum Stromkonsum von Haushalten in Grundsicherung: Eine empirische Analyse für Deutschland. ZEW Discussion Paper, 15–075. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp15075.pdf.

Amstalden, R.W., Kost, M., Nathani, C., Imboden, D.M. (2007). Economic potential of energy-efficient retrofitting in the Swiss residential building sector: The effects of policy instruments and energy price expectations. Energy Policy, 35(3), 1819-1829.

Anderson, M., Auffhammer, M. (2011). Pounds that kill: The external costs of vehicle weight. NBER Working Paper No. 17170.

Apple (2016). Hausautomatisierung. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.apple.com/de/shop/accessories/all-accessories/home-automation.

Avicenne Energy (2016). The rechargeable battery market and main trends 2014-2025. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.avicenne.com/articles_energy.php.

BAFA (2016a). Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland. Aufkommen zum Inlandsverbrauch an Otto-, Diesel- und Biokraftstoffen. Bundesamt für Wirtschaft und Ausführkontrolle. Eschborn.

BAFA (2016b). Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland. Entwicklung der Inlandsablieferungen für Mineralölprodukte. Bundesamt für Wirtschaft und Ausführkontrolle. Eschborn.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Bardt, H., Chrischilles, E., Growitsch, C., Hagspiel, S., Schaupp, L. (2014). Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom – Stand, Potentiale und Trends. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.iwkoeln.de/_storage/asset/161790/storage/master/file/4363409/download/EWI_IW_Gutachten_Eigenerzeugung_Selbstverbrauch.pdf.

Bayerischer Rundfunk (2016). Baugenehmigung für Stromtrasse erst 2023. Abgerufen am 20. September 2016 von http://www.br.de/nachrichten/niederbayern/inhalt/tennet-gleichstrom-trasse-oberpfalz-niederbayern-100.html.

BDEW (2015). Strategiepapier Digitalisierung in der Energiewirtschaft – Bedeutung, Treiber und Handlungsempfehlungen für die IT-Architektur in den Unternehmen. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bdew.de/internet.nsf/id/B62300F1678E91A9C1257E7B00509CBA/$file/Energie_Info_Digitalisierung_09_06_2015_clean_oe.pdf.

BDH (2016). Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2004-2015. Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.baulinks.de/heizung/heizungsmarkt.php.

BEI/IWU (2010). Datenbasis Gebäudebestand, Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Bremer Energie Institut und Institut für Wohnen und Umwelt. Bremen, Darmstadt.

BfDI (2015). Datenschutz kompakt – Datenschutz und Smart Metering. Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bfdi.bund.de/SharedDocs/Publikationen/DatenschutzKompaktBlaetter/Smart%20Metering.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Billinton, R., Allan, R.N. (1984). Reliability evaluation of power systems. Pitman Advanced Publishing Program.

BMF (2015). Achtzehnter bis Fünfundzwanzigster Subventionsbericht. Berichte der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 1999-2015. Bundesministerium der Finanzen. Berlin.

BMUB (2016a). Klimaschutzplan 2050 – Kabinettbeschluss vom 14. November 2016. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.

BMUB (2016b). Projektionsbericht 2015 gemäß der Verordnung (EU) Nr. 525/2013/EU (Bericht wurde ergänzt durch Ergebnisse des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2015/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=289.

BMUB (2015). Leitfaden Nachhaltiges Bauen. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmub.bund.de/themen/bauen/bundesbauten/nachhaltiges-bauen/leitfaden/.

BMUB (2013). Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen für Bundesgebäude (BNB). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bnb-nachhaltigesbauen.de/.

BMVI (2016). Bundesverkehrswegeplan 2030. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://f-cdn-o-002.l.farm.core.cdn.streamfarm.net/18004initag/ondemand/3706initag/bmvi/bvwp2030/konzeption/20160803_bvwp_2030.pdf.

BMWi (2016a). Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende 2016, ENTWURF vom 21.11.2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

BMWi (2016b). EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-xls.html.

BMWi (2016c). EEG-Novelle 2016. Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG. 15. Februar 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

BMWi (2016d). Ergänzende Informationen zum Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Energieleitungsbaus. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/stromnetze-der-zukunft,did=747434.html.

BMWi (2016e). Grünbuch Energieeffizienz. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/gruenbuch-energieeffizienz,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi (2016f). KfW-Programme. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende-im-Gebaeudebereich/kfw-programme.html.

BMWi (2016g). Monitoring-Report Wirtschaft DIGITAL 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoring-report-wirtschaft-digital-2016,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi (2016h). Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Impulspapier. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/strom-2030,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi (2016i). Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

BMWi (2016j). Zahlen und Fakten. Energiedaten. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der AGEE-Stat. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 09. Juni 2016 von http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.

BMWi (2015a). Eckpunkte-Papier „Strommarkt“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-papier-strommarkt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi (2015b). Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember von http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi (2015c). Energieeffizienzstrategie Gebäude – Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

BMWi (2015d). Industrie 4.0 und Digitale Wirtschaft – Impulse für Wachstum, Beschäftigung und Innovation. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/I/industrie-4-0-und-digitale-wirtschaft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi (2015e). Monitoring-Report Wirtschaft DIGITAL 2015. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoring-report-wirtschaft-digital-2015,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi (2014). Mehr aus Energie machen. Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz-nape,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi/BAFA (2016). Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2015 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Berlin, Eschborn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/H/hintergrundinformationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung-antragsverfahren-2015,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi/BAFA (2015). Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2014 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2015. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Berlin, Eschborn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/H/hintergrundinformationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi/BAFA (2014). Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Berlin, Eschborn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/I/informationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi/Fichtner (2014). Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Fichtner GmbH & Co. KG. Berlin, Stuttgart.

BNetzA (2016a). 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2016/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BNetzA (2016b). Anlagenregister. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen im Juni 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_node.html.

BNetzA (2016c). BBPlG-Monitoring. Stand des Ausbaus nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) zum ersten Quartal 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA (2016d). Beschluss BK4-16-160 vom 05.10.2016 hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach § 7 Abs. 6 StromNEV. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA (2016e). Bundesfachplanung für Gleichstrom-Vorhaben mit gesetzlichem Erdkabelvorrang. Positionspapier der Bundesnetzagentur für Anträge nach § 6 NABEG. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA (2016f). EnLAG-Monitoring. Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum ersten Quartal 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

BNetzA (2016g). Erlösobergrenzen Elektrizitätsnetzbetreiber. Persönliche Kommunikation vom 06. Oktober 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA (2016h). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019. Stand: April 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1617_1819.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA (2016i). Grafiken zur regionalen Verteilung der Höhe der Strom-Netzentgelte, persönliche Kommunikation vom 30. November 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA (2016j). Kraftwerksliste – Zu- und Rückbau von Kraftwerken. Stand: 10. Mai 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 07. Oktober 2016 von http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

BNetzA (2016k). Mitteilung BK6-13-049. Festlegungsverfahren zur energetischen und bilanziellen Abwicklung von Einspeisemanagement-Maßnahmen bei EEG-Anlagen. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2013/2013_0001bis0999/2013_001bis099/BK6-13-049/Mitteilung%20Ruhendstellung.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BNetzA (2016l). Vermiedene Netzentgelte für EEG-Anlagen je Bundesland. Persönliche Mitteilung vom 30. November 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA (2015a). Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA (2015b). EEG in Zahlen 2014. Stand: 06.11.2015. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014.xlsx.

BNetzA (2014). Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA (2013). BK6-13-049. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 07. Oktober 2016 von http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2013/2013_0001bis0999/2013_001bis099/BK6-13-049/BK6-13-049Verfahren-ser%C3%B6ffnung.html.

BNetzA (2011). Beschluss BK4-11-304 vom 31.10.2011 hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach § 7 Abs. 6 StromNEV. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA/BKartA (2016). Monitoringbericht 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf;jsessionid=3AEED0CCB26C614478121CBD7C71398F?__blob=publicationFile&v=2.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

BNetzA/BKartA (2015). Monitoringbericht 2015. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf;jsessionid=3AEED0CCB26C614478121CBD7C71398F?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2014). Monitoringbericht 2014. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf;jsessionid=3AEED0CCB26C614478121CBD7C71398F?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2010). Monitoringbericht 2010. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2010.pdf;jsessionid=3AEED0CCB26C614478121CBD7C71398F?__blob=publicationFile&v=1.

Börjesson, M., Eliasson, J., Hugosson, M.B., Brundell-Freij, K. (2012). The Stockholm congestion charges – 5 years on. Effects, acceptability and lessons learnt. Transport Policy, 20, 1-12.

Börjesson, M., Kristoffersson, I. (2015). The Gothenburg congestion charge. Effects, design and politics, Transportation Research Part A: Policy and Practice, 75, 134-146.

Brauneis, A., Mestel, R., Palan, S. (2013). Inducing low-carbon investment in the electric power industry through a price floor for emissions trading. Energy Policy, 53, 190-204.

Büchele, R., Henzelmann, T., Panizza, P., Wiedemann, A. (2014). GreenTech made in Germany 4.0 – Umwelttechnologie-Atlas für Deutschland. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Broschueren/greentech_atlas_4_0_bf.pdf.

Bundesrat (2016). Beschluss des Bundesrates – Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Eine europäische Strategie für emissionsarme Mobilität. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/387-16%28B%29.pdf;jsessionid=60C8FE597E22CD837955BDFC012FA27A.2_cid382?__blob=publicationFile&v=1.

Bundestag (2015). Bundesdrucksache 18/6096 vom 22.09.2015. Unterrichtung durch die Bundesregierung: Bericht zur Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Erforderlichkeit und Eignung abschaltbarer Lasten, um Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen.

Bundestag (2011). Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. Berlin.

Cahill, C., Gallachóir, B.Ó. (2009). Comparing the use of ODEX indicators with divisia decomposition analysis to measure true energy efficiency achievements: Case study Irish industry. Proceedings of European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE) Summer School, 1-6.

Calel, R., Dechezleprêtre, A. (2016). Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European Carbon Market. The Review of Economics and Statistics, 98(1), 173-191.

Canfin, P., Grandjean, A., Mestrallet, G. (2016). Proposals for aligning carbon prices with the Paris Agreement. Mission Report submitted to Ségolène Royal, President of COP21. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.engie.com/wp-content/uploads/2016/07/executive-summary.pdf.

C.A.R.M.E.N. e. V. (2015). Preise für E85 Kraftstoff. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie Netzwerk e. V. Straubing.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

CE Delft/INFRAS/Fraunhofer ISI (2011). External costs of transport in Europe. Update study for 2008. CE Delft, INFRAS AG und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Delft, Zürich, Karlsruhe. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://ecocalc-test.ecotransit.org/CE_Delft_4215_External_Costs_of_Transport_in_Europe_def.pdf.

CEP (2016). H2 Infrastruktur – ein Tankstellennetz für Deutschland. Abgerufen am 15. November 2016 von https://cleanenergypartnership.de/h2-infrastruktur/cep-tankstellen/.

Chargemap (2016). Statistiken über Ladestationen in Germany. Abgerufen am 15. November 2016 von https://de.chargemap.com/stats/germany.

Clarke, L., Jiang, K., Akimoto, K., Babiker, M., Blanford, G., Fisher-Vanden, K., van Vuuren, D. (2014). Assessing Transformation Pathways. IPCC, 2014, Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, New York. Cambridge University Press.

clean air (2016). Klagen und Urteile. Deutsche Umwelthilfe e. V. Radolfzell. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://legal.cleanair-europe.org/de/recht/deutschland/klagen-und-urteile/.

Clearingstelle EEG (2016). Wann endet der gesetzliche Vergütungszeitraum bei vor 2000 in Betrieb genommenen Anlagen und welche Rechte bestehen danach? Abgerufen am 31. August 2016 von https://www.clearingstelle-eeg.de/beitrag/1551.

Clò, S., Battles, S., Zoppoli, P. (2013). Policy options to improve the effectiveness of the EU emissions trading system: A multi-criteria analysis. Energy Policy, 57, 477-490.

Consentec (2016). Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung. Abgerufen am 30. Mai 2016 von http://www.netztransparenz.de/de/file/Consentec_UeNB_MinErz_Ber_AP1_2_20160415.pdf.

Consentec/r2b (2015). Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

CPUC (2016). Website of the Californian Public Utility Commission. California Public Utility Commission; Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5267.

DEHSt (2016). Treibhausgasemissionen 2015 – Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2015). Deutsche Emissionshandelsstelle. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/VET-Bericht_2015.pdf?__blob=publicationFile.

dena (2016a). Blockchain in der Energiewende. Eine Umfrage unter Führungskräften der deutschen Energiewirtschaft. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Meldungen/blockchain_deutsch.pdf.

dena (2016b). Strategieplattform Power to Gas. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.powertogas.info/.

DEPI (2016). Jahresdurchschnittspreise von Holzpellets. Deutsches Pelletinstitut GmbH. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.depi.de/media/filebase/files/infothek/images/DEPI_Jahresdurchschnittspreise_Pellet.jpg.

Destatis (2016a). Arbeitsmarkt: Bevölkerung und Erwerbstätigkeit (Inländer). Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 13. November 2016 von https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Indikatoren/LangeReihen/Arbeitsmarkt/lrerw011.html;jsessionid=DBCC1D3A2688E6363CF372FB40237A5C.cae2.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Destatis (2016b). Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Stromhändler. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 07. Oktober von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Qualitaetsberichte/Energie/StromabsatzErloeseStromhaendler083.pdf?__blob=publicationFile.

Destatis (2016c). Letztverbrauch nach Bundesländern. Persönliche Kommunikation. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2016d). Steuerhaushalt. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/FinanzenSteuern/Steuern/Steuerhaushalt/SteuerhaushaltVj2140400163224.pdf;jsessionid=D0E3A6D533CA0C7E8A97CC8361097A73.cae1?__blob=publicationFile.

Destatis (2016e). Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 07. Oktober 2016 von https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Umwelt/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/MaterialEnergieflusse/Tabellen/StromverbrauchHaushalte.html.

Destatis (2016f). Umweltnutzung und Wirtschaft – Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen – Teil 2: Vorbericht Energie. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/Querschnitt/UmweltnutzungundWirtschaftVorberichtEnergiePDF_5850014.pdf?__blob=publicationFile.

Destatis (2016g). Unfallbilanz 2015: Mehr Unfälle und mehr Verkehrstote. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2016/07/PD16_242_46241.html;jsessionid=A37BF576C5450D3DC98327BDFC59C937.cae1.

Destatis (2016h). Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Bruttoinlandsprodukt, Bruttonationaleinkommen, Volkseinkommen. Lange Reihen ab 1925. Stand: November 2016. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2015). Beschäftigung, Umsatz, Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energieversorgung, Wasserversorgung, Abwasser und Abfallentsorgung, Beseitigung von Umweltverschmutzungen. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Energie/Struktur/BeschaeftigungUmsatzKostenstruktur2040610147004.pdf?__blob=publicationFile.

Destatis (2012a). Jahresrechnungsergebnisse der kommunalen Haushalte. Wirtschaftliche Unternehmen, allgemeines Grund- und Sondervermögen, Einnahmen aus Konzessionsabgaben. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2012b). Staatliche Haushalte: Einnahmen der Stadtstaaten aus Konzessionsabgaben 2000 bis 2009. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.

Deutsche Bank (2016). Lithium 101. Deutsche Bank AG. Sydney. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://resourceswire.com/wp-content/uploads/2016/05/Lithium-Report-May-2016.pdf.

Diekmann, J., Eichhammer, W., Neubert, A., Rieke, H., Schlomann, B., Ziesing, H.-J. (2013). Energieeffizienz-Indikatoren: Statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die politische Praxis. 32. Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg.

DIW (2016). Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin.

DLR/IWES/IfnE (2012). „BMU-Leitstudie 2011“ Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE). Stuttgart, Kassel, Teltow. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

DVFG (2016). Preiszeitreihen. Deutscher Verband Flüssiggas. Berlin.

E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014). Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht. E-Bridge Consulting GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Oldenburger Forschungs- und Entwicklungsinstitut für Informatik (OFFIS). Bonn, Aachen, Oldenburg. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

E.ON SE (2011-2016). Geschäftsberichte 2010-2015. Düsseldorf, Essen.

ECF (2016). Efficiency first: A new paradigm for the European energy system. European Climate Foundation. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://europeanclimate.org/wp-content/uploads/2016/06/ECF_Report_v9-screen-spreads.pdf.

EEA (2016a). Explaining road transport emissions – A non-technical guide. European Environment Agency. Kopenhagen. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.eea.europa.eu/publications/explaining-road-transport-emissions.

EEA (2016b). Nitrogen oxides (NOx) emissions. European Environment Agency. Kopenhagen. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/eea-32-nitrogen-oxides-nox-emissions-1.

EEA (2016c). Ten EU countries continue to breach National Emission Ceilings Directive limits. Ten EU countries continue to breach National Emission Ceilings Directive limits. European Environment Agency. Kopenhagen. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.eea.europa.eu/highlights/ten-countries-continue-to-breach?utm_medium=email&utm_campaign=NECD%20briefing_CRM&utm_content=NECD%20briefing_CRM+CID_3551f93bb7389975291594b4f3826793&utm_source=EEA%20Newsletter&utm_term=Read%20more.

ElCom (2016). Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016. Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom. Bern.

Eliasson, J. (2009). A cost-benefit analysis of the Stockholm congestion charging system. Transportation Research Part A: Policy and Practice, 43(4), 468-480.

Elsner, P., Sauer, D.U. (2015). Energiespeicher – Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/E-SYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf.

EnBW AG (2011-2016). Bericht über das Geschäftsjahr 2010-2015. Karlsruhe.

ENTSO-E (2014). ENTSO-E Target methodology for adequacy assessment.

Ernst & Young (2015). Benchmarking European power and utility asset impairments.

Espey, J., Espey, M. (2004). Turning on the lights: A meta-analysis of residential electricity demand elasticities. Journal of Agricultural and Applied Economics, 36(1), 65-81.

ETC/ACM (2016). Estimate of historical emissions for stationary installations to reflect the current scope of the EU ETS (2013-2020). European Topic Centre on Air Pollution and Climate Change Mitigation. Bilthoven. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://acm.eionet.europa.eu/reports/docs/ETCACM_TP_2016_1_estimates_reflect_current_scope_ETS.pdf.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

EU-KOM (2016a). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic Growth Committee and the Committee of the Regions – A European strategy for low-emission mobility. Europäische Kommission. Brüssel. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/themes/strategies/news/doc/2016-07-20-decarbonisation/com%282016%29501_en.pdf.

EU-KOM (2016b). Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-KOM (2016c). Proposal for a Regulation on binding annual greenhouse gas emission reductions by member states from 2021 to 2030 for a resilient Energy Union and to meet commitments under the Paris Agreement and amending Regulation No 525/2013 of the European Parliament. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-KOM (2016d). Zwischenbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen, C(2016) 2107. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-KOM (2015a). Consultation on risk preparedness in the area of security of electricity supply. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-KOM (2015b). Einleitung des Prozesses der öffentlichen Konsultation zur Umgestaltung des Energiemarkts, COM(2015) 340. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-KOM (2015c). Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie, COM(2015) 80. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-KOM (2012). Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-Rat (2014). European Council (23 and 24 October 2014) Conclusions. Europäischer Rat. Brüssel.

EWI (2012). Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Köln.

EWK (2015). Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

EWK (2014a). Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Mannheim, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

EWK (2014b). Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Mannheim, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

EWK (2012). Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Mannheim, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monotoringbericht-stellungnahme-lang,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

Faruqui, A., Sergici, S. (2010). Household response to dynamic pricing of electricity: A survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics, 38(2), 193-225.

Faruqui, A., Sergici, S., Sharif, A. (2010). The impact of informational feedback on energy consumption - A survey of the experimental evidence. Energy, 35(4), 1598-1608.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Financial Times (2016). European utilities slash asset valuations. Artikel vom 22. Mai 2016. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.ft.com/content/5b2dd030-1e93-11e6-b286-cddde55ca122.

FÖS (2015). Fehlinvestitionen der Energieversorgungsunternehmen E.ON und RWE. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. Berlin.

FÖS (2014). Umsetzung eines CO_2-Mindestpreises in Deutschland – Internationale Vorbilder und Möglichkeiten für die Ergänzung des Emissionshandels. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.foes.de/pdf/2014-10-FOES-CO2-Mindestpreis.pdf.

Fraunhofer ISI (2015). Gesamt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/t/de/publikationen/GRM-LIB.pdf.

G7 (2015). Leaders' Declaration, G7 Summit, 7-8 June 2015. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/G7_G20/2015-06-08-g7-abschluss-eng.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

G20 (2016). G20 Leaders' Communique, Hangzhou Summit, 4-5 September 2016. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/G7_G20/2016-09-04-g20-kommunique-en.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Grimm, V., Zöttl, G., Rückel, B., Sölch, C. (2015). Regionale Preiskomponenten im Strommarkt. Gutachten im Auftrag der Monopolkommission. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de:2262/gutachten_regionale-preiskomponenten.pdf.

Grote, M., Williams, I., Preston, J. (2014). Direct carbon dioxide emissions from civil aircraft. Atmospheric Environment, 95, 214-224.

Handelsblatt (2016). Milliardenabschreibungen auf Uniper. Bombe in der EON-Bilanz. Artikel vom 03.08.2016.

Hasche, B., Keane, A., O'Malley, M. (2011). Capacity value of wind power, calculation, and data requirements: the Irish power system case. IEEE Transactions on Power Systems, 26(1), 420-430.

Heindl, P., Löschel, A. (2016). Analyse der Unterbrechungen der Stromversorgung nach § 19 Abs. 2 StromGVV – Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. ZEW. Mannheim. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/AnalyseUnterbrechungen-Stromversorgung2016.pdf.

Höhne, N., Kuramochi, T., Sterl, S., Röschel, L. (2016). Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland? Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.greenpeace.de/files/publications/160222_klimaschutz_paris_studie_02_2016_fin_neu.pdf.

Horst, J. (2014). KWK-Eigenerzeugung in der Energiewende. Analyse und Bewertung der Eigenerzeugung mit KWK in Bezug auf die aktuell diskutierten Änderungsvorschläge vor dem Hintergrund und unter den Perspektiven einer Politik zur konsequenten Umsetzung der Energiewende. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bkwk.de/fileadmin/users/bkwk/infos/studien/20140317_BKWK_Eigenerzeugung_final.pdf.

Hundleby, G. (2016). Expert: How Dong achieved a landmark strike price. Abgerufen am 03. August 2016 von http://www.windpoweroffshore.com/article/1404137/expert-dong-achieved-landmark-strike-price.

Huse, C., Koptyug, N. (2016). Fuel tax vs. standards as policy instruments: Evidence from the auto market. Working Paper. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://cristianhuse.webs.com/research.html.

ICCT (2015). European vehicle market statistics – Pocketbook 2015/16. International Council on Clean Transportation.

ICCT (2014). European vehicle market statistics – Pocketbook 2014. International Council on Clean Transportation.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

IEA/OECD (2000). Experience curves for energy technology policy. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.wenergy.se/pdf/curve2000.pdf.

IER/IZT (2014). Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung und Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung. Stuttgart, Berlin.

Intraplan/BVU (2014). Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/verkehrsverflechtungsprognose-2030-schlussbericht-los-3.pdf?__blob=publicationFile.

Jahn, A., Gottstein, M. (2015). Wege zu einem effizienten Energiesystem in Deutschland. The Regulatory Assistance Programme (RAP).

Jakob, M., Chen, C., Fuss, S., Marxen, A., Rao, N., Edenhofer, O. (2016). Carbon pricing revenues could close infrastructure access gaps. World Development, 84, 254-265.

Kaltenegger, O., Löschel, A., Baikowski, M., Lingens, J. (im Erscheinen). Energy costs in Germany and Europe: An assessment based on a (total real unit) energy cost accounting framework. Energy Policy. doi: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.039.

Karlström, A., Franklin, J.P. (2009). Behavioral adjustments and equity effects of congestion pricing: Analysis of morning commutes during the Stockholm trial. Transportation Research Part A: Policy and Practice, 43(3), 283-296.

KBA (2016). Fahrzeugzulassungen im Juni 2016 – Halbjahresbilanz (Pressemitteilung Nr. 21/2016). Kraftfahrtbundesamt. Flensburg. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2016/Fahrzeugzulassungen/pm21_2016_n_06_16_pm_komplett.html?nn=716864.

KFK (2016). Verantwortung und Sicherheit – Ein neuer Entsorgungskonsens. Abschlussbericht der Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs. Berlin.

Kluitmann, K. (2016). Tabelle mit historischen Brennholzpreisen. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://brennholzpreise.de/kaminholz-preise-im-chart-und-tabelle.

Knie, A., Rammler, S., Zimmer, W. (2016). Mut zur Zukunft. Der Wandel zur neuen Mobilitätsgesellschaft – Ansätze für einen Politikwechsel. Internationales Verkehrswesen, 68(3), 10-12.

Koch, N., Fuss, S., Grosjean, G., Edenhofer, O. (2014). Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything? – New evidence. Energy Policy, 73, 676-685.

Kohn, K., Missong, M. (2003). Estimation of quadratic expenditure systems using German household budget data. Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik, 223(4), 421-448.

Kushler, M. (2014). Utility initiatives: Integrated resource planning. ACEEE Policy Brief. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://aceee.org/policy-brief/utility-initiatives-integrated-resource-planning.

Lau, M., Terzidis, O. (2016). Monitoring Energy Entrepreneurship – Descriptive analysis of startup activities within the German energy sector. KIT Scientific Working Papers No. 56. doi: https://doi.org/10.5445/IR/1000061715.

Le Quéré, C., Moriarty, R., Andrew, R., Canadell, J., Sitch, S., Korsbakken, J. et al. (2015). Global Carbon Budget 2015. Earth System Science Data, 7, 349-396.

Löschel, A. (2015). Eine effiziente Lenkungsabgabe muss schlicht bleiben. Die Volkswirtschaft 6/2015, 40-43.

Löschel, A. (2014). Kurz kommentiert. EU Emissionshandel. Deutsche Parallelveranstaltung? Wirtschaftsdienst, 94(12), 844-846.

Löschel, A., Flues, F., Pothen, F., Massier, P. (2013a). Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63(10), 22–25.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Löschel, A., Flues, F., Pothen, F., Massier, P. (2013b). Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss. Wirtschaftsdienst, 93(11), 778-784.

Löschel, A., Kaltenegger, O., Baikowski, M. (2015). Die Rolle der indirekten Energiekosten im deutschen Produzierenden Gewerbe. Wirtschaftsdienst, 95(12), 837-844.

Löschel, A., Pothen, F., Schymura, M. (2015). Peeling the onion: Analyzing aggregate, national and sectoral energy intensity in the European Union. Energy Economics, 52(Supplement 1), 63-75.

Löschel, A., Schenker, O. (2017). On the coherence of economic instruments: Climate, renewables and energy efficiency policies, in: Parry, I., Pittel, K., Vollebergh, H., Energy tax and regulatory policy in Europe: Reform Priorities, MIT Press.

Lüers, S., Wallasch, A.-K., Rehfeldt, K. (2015). Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update. Deutsche WindGuard GmbH im Auftrag von BWE und VDMA. Varel. Abgerufen am 14. Dezember 2015 von http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/c3c9b25ceed35e172f7e706ae752fc8f8ee73113/Kostensituation-der-Windenergie-an-Land-in-Deutschland-UPDATE-20151214.pdf.

Lynham, J., Nitta, K., Saijo, T., Tarui, N. (2016). Why does real-time information reduce energy consumption? Energy Economics, 54, 173-181.

MAF (2016). Mid-term adequacy forecast 2016. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).

Martin, R., Muûls, M., de Preux, L., Wagner, U. (2014). Industry Compensation Under Relocation Risk: A Firm-level Analysis of the EU Emissions Trading Scheme. American Economic Review, 104(8), 2482-2508.

Martin, R., Muûls, M., Wagner, U. (2016). The impact of the European Union Emissions Trading Scheme on regulated firms: What is the evidence after ten years? Review Environmental Economics and Policy, 10(1), 129-148.

Maseberg, S. (2015). Anforderungen an den Smart Meter Gateway Administrator (GWA). Datenschutz Notizen. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.datenschutz-notizen.de/anforderungen-an-den-smart-meter-gateway-administrator-gwa-1513032/.

Meinshausen, M., Meinshausen, N., Hare, W., Raper, S.C.B., Frieler, K., Knutti, R., Frame, D.J., Allen, M.R. (2009). Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2 °C. Nature, 458, 1158-1162.

Milligan, M., Frew, B., Ibanez, E., Kiviluoma, J., Holttinen, H., Söder, L. (2016). Capacity value assessments of wind power. Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment.

Mock, P., Tietge, U., Franco, V., German, J., Bandivadekar, A., Ligterink, N., Lambrecht, U., Kuhlwein, J., Riemersma, I. (2014). From laboratory to road: A 2014 update of official and “real-world” fuel consumption and CO_2 values for passenger cars. International Council on Clean Transportation.

Monopolkommission (2015). Energie 2015: Ein wettbewerbliches Design für die Energiewende. Bonn. Sondergutachten, 71.

Möst, D., Hinz, F., Schmidt, M., Zöphel, C. (2015). Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte. Bestandsaufnahme und pragmatische Lösungsansätze. Im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH. Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft (Band 8). Dresden.

Müller, S., Liedtke, G., Lobig, A. (2016). Chancen und Barrieren für Innovationen im deutschen Schienengüterverkehr: Eine innovationstheoretische Perspektive. Entwurf.

Narayan, P., Smyth, R., Prasad, A. (2007). Electricity consumption in G7 countries: A panel cointegration analysis of residential demand elasticities. Energy Policy, 35(9), 4485-4494.

NEP (2012). Netzentwicklungsplan: 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Netztransparenz (2016). EEG-Jahresabrechnungen. Abgerufen am 31. August 2016 von https://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.

Nitsch, J. (2016). Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Abgerufen am 01. Dezember von http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21.pdf.

Nitsch, J. (2008). „Leitstudie 2008“ – Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Leitstudie2008_Langfassung_2008_10_10.pdf.

Nykvist, B., Nilsson, M. (2015). Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. Nature Climate Change, 5(4), 329-332.

OECD (2016). Measuring GDP in a digitalised economy. Organisation for Economic Co-operation and Development. France. doi: https://doi.org/10.1787/5jlwqd81d09r-en.

OECD (2011). OECD guide to measuring the information society 2011. Organisation for Economic Co-operation and Development. France. doi: https://doi.org/10.1787/9789264113541-en.

Oei, P.-Y., Kemfert, C., Reitz, F., von Hirschhausen, C. (2014). Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende. Politikberatung kompakt, 84. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.471618.de.

Öko-Institut (2015). Instrumentenmix im Verkehrssektor: Welche Rolle kann der EU-ETS für den Straßenverkehr spielen? Öko-Institut e. V. Freiburg. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von www.oeko.de/oekodoc/2220/2015-005-de.pdf<http://www.oeko.de/oekodoc/2220/2015-005-de.pdf.

Öko-Institut (2014). Den Europäischen Emissionshandel flankieren – Chancen und Grenzen unilateraler CO_2-Mindestpreise. Öko-Institut e. V. Freiburg. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.oeko.de/publikationen/p-details/den-europaeischen-emissionshandel-flankieren-chancen-und-grenzen-unilateraler-co2-mindestpreise/.

Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015). Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit 2015. Öko-Institut e. V. und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Freiburg, Karlsruhe. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf.

Paltsev, S., Chen, Y.-H. H., Karplus, V., Kishimoto, P., Reilly, J., Löschel, A., Koesler, S. (2016). Reducing CO_2 from Cars in the European Union. Transportation, 43.

Parry, I.W.H., Walls, M., Harrington, W. (2007). Automobile externalities and policies. Journal of Economic Literature, 45(2), 373-399.

Peters, P., Mohr, N. (2015). Digitalisierung im Energiemarkt: Neue Chancen, neue Herausforderungen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65(12), 8-13.

Petrick, S., Wagner, U.J. (2014). The impact of carbon trading on industry: Evidence from German manufacturing firms. Kiel Working Paper 1912. Kiel Institute for the World Economy, Kiel.

PLEF (2015). Pentalateral Energy Forum. Support Group 2. Generation adequacy assessment.

Prognos/EWI/GWS (2014). Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH. Berlin, Köln, Osnabrück. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Prognos/EWI/GWS (2011). Energieszenarien 2011. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Basel, Köln, Osnabrück.

Prognos/EWI/GWS (2010). Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH. Berlin, Köln, Osnabrück. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/studie-energieszenarien-fuer-ein-energiekonzept,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

RAP (2014). Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen. The Regulatory Assistance Project. Berlin. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web.pdf.

Regelleistungsplattform (2015). Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Abgerufen am 17. Dezember 2015 von https://www.regelleistung.net/ext/download/pqWindkraft.

Rentzing, S. (2015). Wind- und Solarstrom: Produktionsprognosen werden präziser. ee news. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.ee-news.ch/de/article/31076/wind-und-solarstrom-produktionsprognosen-werden-praeziser.

Roland Berger Strategy Consultants (2012). The Lithium-Ion Battery Value Chain. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.icatconf.com/Sunumlar/SESSION4/3_LiB-Market-Overview-SHORT_2012-08-03_TR%20version.pdf.

RWE AG (2011-2016). Geschäftsberichte 2010-2015. Essen.

Santos, G. (2008). London congestion charging. Brookings-Wharton Papers on Urban Affairs (1), 177-234.

Schlomann, B. (2016). Berechnungen zum NAPE. Persönliche Mitteilung.

Schlomann, B., Rohde, C., Schade, W., Eichhammer, W., Bradke, H., Clausnitzer, K.-D. et al. (2014). Ausarbeitung von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland auf Grundlage einer Kosten-/Nutzen-Analyse. Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erarbeitung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE). Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/ausarbeitung-von-instrumenten-zur-realisierung-von-endenergie-einsparungen-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

Schmidt, J.P., Dandl, S., Gentschev, A.-C., Elian, K., Rose, M. (2016). Integrierte Zell-Sensorik in Lithium-Ionen-Akkus für Elektro- und Hybridfahrzeuge. Automobil-Sensorik – Ausgewählte Sensorprinzipien und deren automobile Anwendung. Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg.

Schulte, I., Heindl, P. (2016). Price and income elasticities of residential energy consumption in Germany: The role of income and household composition. ZEW Discussion Paper, 16–052. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp16052.pdf.

Service, O., Hallsworth, M., Halpern, D., Algate, F., Gallagher, R. et al. (2015). EAST – Four simple ways to apply behavioural insights. The Behavioural Insights Team. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://38r8om2xjhhl25mw24492dir.wpengine.netdna-cdn.com/wp-content/uploads/2015/07/BIT-Publication-EAST_FA_WEB.pdf.

Siemens AG (2016). eHighway - Siemens Global Website. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.siemens.com/press/de/feature/2015/mobility/2015-06-ehighway.php?content[]=MO.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

Sölkner, P.J., Oberhuber, A., Spaun, S., Preininger, R., Dolezal, F., Mötzl, H., Passer, A., Fischer, G. (2014). Innovative Gebäudekonzepte im ökologischen und ökonomischen Vergleich über den Lebenszyklus. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 51/2014. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/hdz_pdf/berichte/endbericht_1451_innovative_gebaeudekonzepte.pdf.

Spiegel online (2016). Strompreis – 50Hertz und TenneT erhöhen Netzentgelte deutlich. Abgerufen am 07. Oktober 2016 von http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/tennet-und-50hertz-erhoehen-netzentgelte-a-1113741.html.

Spiegel online (1999). Schwach im Rechnen – Die Belastung der Atomkonzerne aus der Auflösung von Rückstellungen ist weit geringer als behauptet – nicht nur Oskar Lafontaine kalkulierte falsch. In Spiegel 13/1999. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://magazin.spiegel.de/EpubDelivery/spiegel/pdf/10630151.

State of California (2003). Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.energy.ca.gov/energy_action_plan/.

Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2016). Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.kohlenstatistik.de/17-0-Deutschland.html.

Statkraft AS (2011-2016). Geschäftsberichte 2010-2015. Oslo.

STEAG GmbH (2011-2016). Geschäftsberichte 2010-2015. Essen.

STEAG GmbH (2016). STEAG meldet fünf Steinkohle-Kraftwerksblöcke zur Stilllegung an. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.steag.com/s-pressemeldungen-detailansicht+M516b2ee639c.html.

Süddeutsche Zeitung (2016). Ach, Sie wollen gar keine Kaufprämie? Süddeutsche Zeitung online. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.zeit.de/mobilitaet/2016-09/elektroauto-kaufpraemie-amt-fehlendes-interesse/seite-2.

Sun, J. (1998). Changes in energy consumption and energy intensity: a complete decomposition model. Energy Economics, 20(1), 85-100.

Timmer, M., Dietzenbacher, E., Los, B., Stehrer, R., de Vries, G. (2015). An illustrated user guide to the World Input–Output Database: The case of global automotive production. Review of International Economics, 23(3), 575-605.

UBA (2016a). Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2016. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2014. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-1.

UBA (2016b). Feinstaub (PM10) im Jahr 2015. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/feinstaub.

UBA (2016c). Feinstaub (PM2,5) im Jahr 2015. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/feinstaub.

UBA (2016d). Flächensparen – Böden und Landschaften erhalten. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/themen/boden-landwirtschaft/flaechensparen-boeden-landschaften-erhalten.

UBA (2016e). Gegenüberstellung der in Europa geltenden Grenz-/Zielwerte und der Empfehlungen der Weltgesundheitsorganisation (WHO) zum Schutz der menschlichen Gesundheit (Zusammenstellung UBA, Stand: 29.01.2015). Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/370/dokumente/eu_vs_who_ueberarbeitet_mit_kanzerogenen_final.pdf.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

UBA (2016f). Gesundheitsrisiken der Bevölkerung in Deutschland durch Feinstaub. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-gesundheit/gesundheitsrisiken-der-bevoelkerung-in-deutschland.

UBA (2016g). Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. Texte 56/2016. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_56_2016_klimaschutzbeitrag_des_verkehrs_2050_getagged.pdf.

UBA (2016h). Lärmkartierung und Lärmaktionsplanung. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-gesundheit/laermkartierung-laermaktionsplanung.

UBA (2016i). Luftschadstoffe im Überblick – Feinstaub. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/feinstaub.

UBA (2016j). Luftschadstoffe im Überblick – Stickstoffoxide. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/stickstoffoxide.

UBA (2016k). Stickstoffdioxid (NO_2) im Jahr 2015. Jährliche Auswertung. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/stickstoffoxide.

UBA (2016l). Straßenverkehrslärm. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/verkehrslaerm/strassenverkehrslaerm.

UBA (2016m). UBA-Emissionsdaten für 2015 zeigen Notwendigkeit für konsequente Umsetzung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020. Presseinfo Nr. 09/2016 vom 17.03.2016. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/presse/presseinformationen/uba-emissionsdaten-fuer-2015-zeigen-notwendigkeit.

UBA (2016n). Verteilungswirkungen umweltpolitischer Maßnahmen und Instrumente. Endbericht. Texte 73/2016. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/2016-11-16_abschlussbericht_verteilungswirkungen_final.pdf.

UBA (2015a). Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/emissionen-von-luftschadstoffen.

UBA (2015b). Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_30_2015_postfossile_energieversorgungsoptionen.pdf.

UBA (2015c). Rebound-Effekte: Ihre Bedeutung für die Umweltpolitik. Texte 31/2015. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_31_2015_rebound-effekte_ihre_bedeutung_fuer_die_umweltpolitik.pdf.

UBA (2012). Price determinants of the European carbon market and interactions with energy markets. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/price-determinants-of-european-carbon-market.

Umpfenbach, K. (2014). Influences on consumer behaviour. Policy implications beyond nudging. Berlin: Ecologic Institute.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.

ÜNB (2016a). Netztransparenz.de – Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber: EEG-Jahresabrechnung 2015. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth. Abgerufen am 15. November 2016 von https://www.netztransparenz.de/de/file/EEG-Jahresabrechnung_2015.pdf.

ÜNB (2016b). Netztransparenz.de – Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Jahresabrechnung 2015 zu § 19 Abs. 2 StromNEV. Stand: 25.10.2016. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth. Abgerufen am 31. Oktober 2016 von https://www.netztransparenz.de/de/file/19-2-StromNEV_JA2015_Okt-2015.pdf.

ÜNB (2016c). Netztransparenz.de – Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV für 2015, 2016 und 2017. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.netztransparenz.de/de/Umlage-2015.htm https://www.netztransparenz.de/de/Umlage-2016.htm https://www.netztransparenz.de/de/Umlage-2017.htm.

ÜNB (2015). Netztransparenz.de – Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Jahresabrechnung 2014 zu § 19 Abs. 2 StromNEV. Stand: 20.10.2015. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth. Abgerufen am 24. Oktober 2016 von http://www.netztransparenz.de/de/file/19-2-StromNEV_JA2014_Okt-2015.pdf.

Vattenfall AB (2016). Vattenfall gewinnt Ausschreibung für 600-MW-Offshore-Windpark „Kriegers Flak“ in der Ostsee. Pressemeldung vom 09.11.2016. Abgerufen am 01. Dezember 2016 https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2016/vattenfall-gewinnt-ausschreibung-fur-600-mw-offshore-windpark-kriegers-flak-in-der-ostsee.

VDE (2015). Kompendium: Li-Ionen-Batterien – Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen. Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.ikt-em.de/_media/Kompendium_Li-Ionen-Batterien.pdf.

Vattenfall AB (2011-2016). Geschäftsbericht 2010-2015. Stockholm.

Voigt, S., Alexeeva-Talebi, V., Löschel, A. (2012). Macroeconomic impacts of sectoral approaches - The Role of the cement sector in China, Mexico and Brazil. EcoMod2012, 4213.

Wilson, R., Peterson, P. (2011). A brief survey of state integrated resource planning rules and requirements. Cambridge, MA: Synapse Energy Economics.

Witt, A. (2016). Von Solar-Communities, Clouds und Flatrates – Neue Geschäftsmodelle für Solarstrom“. Solarthemen, 478.

Wood, P., Jotzo, F. (2011). Price floors for emissions trading. Energy Policy, 39(3), 1746-1753.

Zachary, S., Dent, C.J. (2014). Estimation of joint Distribution of demand and available renewables for generation adequacy assessment.

Ziesing, H.-J. (2016). Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland im Jahr 2015: Ein weiterer Dämpfer für die Zielerreichung 2020. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 66.

Ziesing, H.-J., Görgen, R., Maaßen, U., Nickel, M. et al. (2012). Energie in Zahlen – Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen. AG Energiebilanzen e. V. Berlin, Köln. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_broschuere_2012_web.pdf.

ZSW (2010). Lithium – Begehrter Rohstoff der Zukunft – Eine Verfügbarkeitsanalyse. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Stuttgart, Ulm. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Studien/Systemanalyse/Risikoanalyse_Lithium_2010.pdf.

Vorab-Fassung - wird durch lektorierte Version ersetzt.